

UNIVERSIDADE DE LISBOA

FACULDADE DE CIÊNCIAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Adequabilidade dos carros elétricos para fornecimento de serviços de sistema à rede elétrica

Marta Filipa Ferreira Galvão

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Versão Pública

Dissertação orientada por:
Prof. Dr. João Manuel de Almeida Serra

2021

Aos meus pais

Agradecimentos

Gostaria de começar por expressar o meu agradecimento ao meu orientador, Professor Catedrático João Serra, pela sua orientação, colaboração e disponibilidade ao longo desta dissertação.

Ao doutorando, Ângelo Casaleiro, pelo seu contributo científico. O meu agradecimento especial por toda a sua disponibilidade, motivação e transmissão de conhecimento durante o desenvolvimento desta dissertação.

À EDP pela partilha de conhecimento e pelas discussões frutíferas ao longo da realização desta dissertação.

Aos meus pais, Ester e António, que sempre me apoiaram e acreditaram em mim. Sem eles nada teria sido possível durante este percurso académico. São um exemplo de espírito de sacrifício e agradeço-lhes todo amor, dedicação e educação.

Ao meu irmão e cunhada, todo o apoio emocional e inspiração por ser alguém melhor a cada dia.

À minha querida avó, mulher destemida e de personalidade vincada, por motivar-me e demonstrar-me em todos os momentos que há um lado bom da vida.

À minha família que sempre me motivou e esteve ao meu lado para alcançar todos os meus objetivos.

Por fim, agradeço aos meus amigos que me ajudaram a percorrer este caminho.

Resumo

O aumento do consumo de eletricidade e a consequente produção de gases de efeito de estufa, tem realçado a importância dos compromissos internacionais com vista à redução de CO₂ através de crescentes níveis de penetração de fontes de energia renováveis.

A integração de energias renováveis em larga escala, nomeadamente as fontes de energia variáveis no tempo como o vento e o sol, detêm características de difícil previsão e controlabilidade na disponibilidade de recurso. Devido a este facto, a adoção destas fontes de energia induz a uma diminuição da estabilidade do sistema elétrico e de garantia de potência no sistema de energia. As redes inteligentes de energia elétrica e a integração de sistemas de geração, armazenamento e consumo distribuído compreendem uma solução à nova realidade do sistema de energia. A integração de redes inteligentes de energia elétrica e sistemas distribuídos permitirá a redução de perdas de energia na rede elétrica e introdução de novas fontes e tecnologias de geração. Porém, esta integração exige a transição para um sistema elétrico mais dinâmico e a introdução de serviços de regulação mais rápidos para fazer face aos desequilíbrios existentes entre a procura e a geração de energia.

Os veículos elétricos podem tornar-se parte integrante de uma rede inteligente uma vez que são capazes de fornecer serviços essenciais ao sistema de energia elétrica. Para além de serem considerados como um recurso distribuído, são reconhecidos como uma solução para equilibrar as flutuações de potência causadas pela elevada penetração de fontes de energia variáveis no tempo. Os veículos elétricos quando agregados têm potencial para contribuir para a fiabilidade dos sistemas de energia, nomeadamente como fornecedores de serviços de sistema, também designados por serviços auxiliares de rede, criando desta forma novas oportunidades de gestão. Os serviços auxiliares são essenciais ao funcionamento seguro e fiável do sistema de energia uma vez que visam garantir o equilíbrio entre a procura e oferta de energia. Deste modo, a presente dissertação tem por objetivo simular e otimizar a resposta de um agente agregador de veículos elétricos na prestação do serviço de reserva secundária, por forma a avaliar o desempenho em termos de potência disponibilizada e tempo de resposta deste agregado.

Palavras-Chave: veículos elétricos, V2G, reserva secundária, serviços de sistema, agente agregador.

Abstract

The increase in electricity consumption and the consequent production of greenhouse gases has driven international CO₂ reduction commitments to adopt increasing levels of penetration of renewable energy sources.

The integration of renewable energies on a large scale, namely the intermittent variable renewable sources such as wind and sun, have characteristics that are difficult to predict and control. Due to this, the implementation of intermittent renewable energy sources induces a decrease in both the stability of the electrical system and guarantee of power in the energy system. Smart grids and the integration of generation, storage and distributed consumption systems comprise a solution to the new reality of the energy system. The integration of smart grids and distributed systems will allow the reduction of energy losses in the electricity grid and the introduction of new sources and generation technologies. However, this integration requires the transition to a more dynamic electrical system and the introduction of faster regulation services to address the imbalances between demand and energy generation.

Electric vehicles can become an integral part of a smart grid as they are able to provide essential services to the electric system. In addition to being considered as a distributed resource, they are recognized as a solution that allows them to be used to balance the power fluctuations caused by the high penetration of intermittent renewable energy sources. Electric vehicles when aggregated have the potential to contribute to the reliability of energy systems by providing management opportunities, namely as providers of system services, also called ancillary services. Ancillary services are essential for the safe and reliable operation of the energy system as they aim to ensure a balance between energy demand and supply.

Thus, the present dissertation aims to simulate and optimize the response of an aggregator of electric vehicles in the provision of the secondary regulation reserve, in order to evaluate the performance in terms of the available power and the time response of this aggregate.

Keywords: electric vehicles, V2G, secondary reserve, system services, aggregating agent.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice de Figuras	xii
Índice de Tabelas.....	xiv
Siglas e Acrónimos.....	xvi
Simbologia e Anotações	xviii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização e justificação do trabalho.....	1
1.2. Objetivo.....	2
1.3. Estrutura da Dissertação.....	3
Capítulo 2 – Enquadramento Teórico e Estado da Arte	4
Capítulo 3 – Mercado de Energia.....	15
3.1. Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL)	15
3.2. Mercado Grossista.....	16
3.3. Serviços de Sistemas	17
3.3.1. Reservas para Regulação de Frequência-Potência	17
3.3.1.1 Reservas de Contenção de Frequência ou Reserva de Regulação Primária.....	18
3.3.1.2 Reserva de Restabelecimento de Frequência, Reserva de Regulação Secundária ou Reservas Automáticas de Restauração de Frequência	19
3.3.1.3 Reserva Manual de Restauração de Frequência, Reserva de Regulação Terciária ou Reserva de Regulação	20
3.3.2. Controlo de Tensão e de Potência Reativa	21
3.3.3. Reposição de Serviço ou <i>Black Start</i>	21
3.4. Mercado de Contratação de Banda de Regulação Secundária.....	22
3.4.1. Mercado de Banda de Regulação Secundária.....	23
Capítulo 4 – Caso de Estudo	24
4.1. Metodologia	27
4.1.1 Correlação de <i>Pearson</i>	27
4.1.2 <i>P-value</i>	28
4.1.3 Correlação Cruzada de Período Desfasado.....	29
4.2. Modelo Numérico	30
Capítulo 5 – Resultados e Discussão.....	33
Capítulo 6 – Conclusão	34
Capítulo 7 - Referências	35

Anexo A – Dados Complementares relativos à Simulação do Serviço de Reserva Secundária para o período de 2 horas em Telerregulação.....	42
Anexo B – Simulação das Métricas de Estatística para Análise do Sincronismo entre as Unidades Físicas e o sinal de AGC para o Período de 2 horas em Telerregulação	43

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Possíveis utilizações do VGI (adaptada de: [10]).....	6
Figura 2.2 - Serviços entre o operador da frota de VEs e outros atores, num contexto de uma rede inteligente (adaptada de: [5]).....	8
Figura 3.1 - Ativação de reservas após uma perturbação (adaptada de: [55], [60]).....	20
Figura 4.1 - Representação esquemática dos processos principais no estudo de capacidade de resposta do sistema.	26
Figura 4.2 - Representação esquemática das ligações existentes entre as diferentes entidades envolvidas no presente caso de estudo.	27
Figura 4.3 - Escala de valores do coeficiente de <i>Pearson</i> (adaptado de: [65]).	28
Figura 4.4 - Exemplo da aplicação de correlação cruzada em duas séries temporais, e a correlação associada ao deslocamento da série a vermelho face à azul (adaptado de: [66]).	29
Figura 4.5 - Representação esquemática do modelo de otimização de entrega de energia e potência desenvolvido na presente dissertação, sendo indicado as diferentes etapas (setas contínuas) e as variáveis de entrada e saída (setas a tracejado).....	32

Índice de Tabelas

Tabela 4.1 – Mecanismos de regulação de banda de reserva secundária em função do modo de funcionamento da frota de VEs ou do sistema V2G.	26
--	----

Siglas e Acrónimos

A	Ampere
AA	Agente Agregador
AAs	Agentes Agregadores
ACE	Erro da Área de Controlo, do inglês <i>Area Control Error</i>
AGC	Controlo de Geração Automático, do inglês <i>Automatic Generation Control</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCV	Controlador de Cluster de Veículos
CO ₂	Dióxido de Carbono
CV	Controlador de Veículos
DERs	Recursos Energéticos Distribuídos, do inglês <i>Distributed Energy Resources</i>
DSM	Gestão da procura, do inglês <i>Demand Side Management</i>
ENTSO-E	Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade, do inglês <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EVSE	Equipamento de Fornecimento do Veículo Elétrico, do inglês <i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GGs	Gestor Global do Sistema
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i>
Hz	Hertz
ISO	Operador Independente do Sistema, do inglês <i>Independent System Operator</i>
kW	Quilowatt, do inglês <i>kiloWatt</i>
kWh	Quilowatt-hora, do inglês <i>kiloWatt-hour</i>
mHz	miliHertz
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia Elétrica
MPGGS	Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
MT	Média Tensão
MW	MegaWatt
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol)
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)
ORD	Operadores da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
OS	Operador de Sistema
REN	Redes Energéticas Nacionais, S.A.
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROR	Regulamento de Operação das Redes
SE	Sistema de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SOC	Estado-de-Carga, do inglês <i>State-of-Charge</i>
TLCC	Correlação cruzada de período desfasado no tempo, do inglês <i>Time Lagged Cross Correlation</i>
UAC	Unidade de Agregação Central

UAMR	Unidade de Agregação Micro-rede
UF	Unidade Física
UFs	Unidades Físicas
UV	Unidade Virtual
VE	Veículo Elétrico
VEs	Veículos Elétricos
VGI	<i>Vehicle-Grid-Integration</i>
VPP	Centrais elétricas virtuais, do inglês <i>Virtual Power Plants</i>
VRE	Fontes de energia variáveis no tempo, do inglês <i>Variable Renewable Energy</i>
V1G	<i>unidirectional Vehicle-to-Grid</i>
V2G	<i>bidirectional Vehicle-to-Grid</i>
V2H	<i>Vehicle-to-Home</i>

Simbologia e Anotações

€/MW	Euro por MegaWatt
CA_{carga}	Potência de saída em corrente alternada do EVSE, no modo de carregamento do sistema V2G [kW]
CA_{descarga}	Potência de saída em corrente alternada do EVSE, no modo de descarregamento do sistema V2G [kW]
$delay$	Diferença de tempo decorrido entre dois momentos que caracterizam todo o processo do AA receber uma ordem e obter o resultado final de operação [s]
P_{set}	Potência requisitada ao sistema V2G [kW]
P	Variação de potência entre ordem de set-point atual recebida e a ordem de set-point anterior efetivada [kW]
tot_P	Nova potência de operação da frota elétrica [kW]
r	Coefficiente de correlação de <i>Pearson</i> [-]
ΔP	Variação de potência de funcionamento do sistema V2G [kW]
ΔP cumulativo	Variação dos set-points em relação ao instante igual a zero [MW]
$\Delta \text{set-point}$	Variação de potência que a Unidade Física efetivou entre dois instantes de tempo [MW]

Capítulo 1 – Introdução

1.1 Contextualização e justificação do trabalho

O Acordo de Paris realizado no dia 12 de dezembro de 2015, visou estabelecer um acordo mundial sobre as alterações climáticas através da elaboração de um plano de ações para limitar o aquecimento global em menos de 2°C, relativamente à temperatura da era pré-industrial [1]. A temperatura acima do limite de 2°C, relativamente à época pré-industrial, é considerado pelos cientistas como um risco muito elevado de probabilidade de ocorrências de situações catastróficas à escala mundial [1]. Neste enquadramento, a eletrificação do setor dos transportes é uma componente chave para cumprir os compromissos internacionais na redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂) e de outros Gases de Efeito de Estufa (GEE) uma vez que este setor é responsável por mais de metade do consumo do petróleo a nível mundial, sendo naturalmente uma das principais áreas onde se necessita implementar ações inovadoras para reduzir o seu impacto ambiental [2]. Neste sentido, a descarbonização do setor elétrico irá promover o aumento em larga escala da penetração das energias renováveis na geração não poluente de energia elétrica, essencialmente das fontes não despacháveis, isto é, que não possuem regulação da sua geração de energia. Contudo, a integração das fontes intermitentes e não despacháveis¹ aumenta o “mix” de geração² de eletricidade e torna a flexibilidade adicional do sistema um recurso essencial para o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em tempo real [3]. Neste contexto, a integração em larga escala das fontes de energia renováveis para a descarbonização dos diversos setores incorrerá em diversos desafios na rede de transporte e distribuição de energia elétrica. Os desafios encontram-se essencialmente relacionados com a variabilidade de energia e controlabilidade do sistema uma vez que as fontes de energia variáveis no tempo (VRE, do inglês *Variable Renewable Energy*), como por exemplo, energia solar e eólica, são dependentes do recurso existente, reduzindo a garantia de potência no sistema.

Com a integração de VRE, para as quais as previsões ainda são imperfeitas, e sem a compensação da balança energética³ do sistema físico irá, em igualdade de condições, levar a um maior risco de desequilíbrio entre a geração e a procura de energia e a uma diminuição de estabilidade do sistema elétrico, que aumentará os requisitos de reserva do sistema [3]. É necessário para estas condições que os Operadores das Redes de Transporte explorem novas alternativas para organizar o fornecimento de reserva, tanto em termos de capacidade de despacho (ação de curto prazo, programar os fornecedores de reserva para ajustar a sua produção) e de fornecimento de capacidade (ação de longo prazo, abrangendo aquisição de reservas) [3].

A eletrificação do setor dos transportes apresenta desafios imediatos associados à nova procura por potência e energia, porém empreende a oportunidade dos veículos se tornarem um ativo no suporte ao Sistema de Energia (SE). De acordo com diversos estudos, os Veículos Elétricos (VEs) são utilizados para transporte, aproximadamente, durante 4% do tempo, estando os restantes 96% disponíveis para realizar uma função secundária [4], [5]. Desta forma, os VEs surgem como uma oportunidade de serem uma solução no suporte ao SE uma vez que possibilitam oferecer disponibilidade de reserva de potência através da carga flexível, controlável e de armazenamento de energia que integram [6].

¹ As fontes renováveis não despacháveis apresentam uma menor flexibilidade de regulação de potência de geração, o que conduz a uma menor capacidade de ajuste da potência de funcionamento face ao consumo do SE em tempo real. Consequentemente, o SE tornar-se mais instável.

² O mix de geração consiste no portfólio de recursos primários na geração de energia elétrica.

³ A balança energética corresponde a que a injeção de energia entregue ao sistema seja igual à energia que o sistema gasta, despende ou converte.

A tecnologia de integração de VEs na rede elétrica (VGI, do inglês *Vehicle-Grid Integration*) visa apoiar ativamente o SE através da troca de energia entre a bateria do Veículo Elétrico (VE) e a rede, através da realização de serviços quando possuem conexões apropriadas podem fornecer energia do veículo para a rede [4]. O conceito desta tecnologia é denominado por *bidirectional Vehicle-to-Grid* (V2G⁴) onde se permite a transferência bidirecional de energia, entre a rede e o VE. Esta tecnologia veio reforçar os VEs como um ativo na manutenção e gestão do sistema elétrico.

Os VEs têm demonstrado a sua potencialidade na prestação de serviços de regulação, apresentando elevada disponibilidade para oferecer energia em resposta às necessidades existentes da rede elétrica na presença de desvios de frequência. Um exemplo é quando agregados em grande número podem prestar serviços à rede elétrica, incluindo os serviços auxiliares (serviços normalmente de curta duração), essenciais ao SE [7]. Os serviços auxiliares são fundamentais para garantir o equilíbrio, a segurança, a fiabilidade e a qualidade de energia no SE, corrigindo os desvios entre a oferta e a procura de energia elétrica. Além de melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia, a integração controlada de forma inteligente de VEs na rede elétrica pode seguir o aumento da penetração de energias renováveis, através do armazenamento de energia solar e eólica nas suas próprias baterias [2], [4], [8]. Em particular, os VEs de carregamento bidirecional são descritos como elementos adequados no fornecimento de reserva de regulação secundária. No entanto, a crescente penetração de fontes de energia renovável, bem como de novos tipos de cargas (em particular VEs) requerem uma transição para um fluxo de energia da rede mais dinâmico que consequentemente exigirá uma flexibilidade adicional do sistema, principalmente, por meio de reservas de regulação acrescidas [6]. As reservas de regulação consistem em reservas que integram o Mercado de Serviços de Sistemas e que têm como objetivo manter o equilíbrio entre a oferta e a procura de energia em tempo real.

1.2. Objetivo

Esta dissertação tem por objetivo estudar a adequabilidade dos VEs no fornecimento de serviços de regulação do sistema elétrico, nomeadamente na prestação de reserva secundária.

Com base na caracterização detalhada da operação de um sistema V2G em ambiente real, é simulada a resposta de um Agente Agregador (AA) face a pedidos do Operador de Sistema (OS) para reserva secundária, a fim de avaliar a performance desta resposta em termos de potência disponibilizada e de tempo. O trabalho desenvolvido assenta no pressuposto de que não há limitação no número de VEs disponíveis nem na capacidade da rede elétrica em suportar um acrescido trânsito de energia.

É ainda um objetivo, realizar uma análise de sincronismo entre séries temporais, nomeadamente entre a resposta gerada pelo AA na prestação deste serviço e o sinal do OS. Para além desta análise, constitui ainda um objetivo comparar o sincronismo de resposta do AA com a de duas Unidades Físicas (UFs), que por norma executam este serviço.

Esta dissertação pretende evidenciar a importância dos VEs no auxílio da gestão do Sistema Elétrico Português, essencialmente através do aprovisionamento dos diversos Serviços Auxiliares que podem oferecer, em particular o serviço de reserva secundária.

⁴ Entende-se por sistema V2G, a existência de um VE que suporta a tecnologia V2G conectado a um poste de carregamento bidirecional, por sua vez conectado à rede elétrica. O conceito V2G pressupõe que este sistema possa ser controlado (local ou remotamente), possibilitando uma operação dinâmica do processo de carga ou descarga do VE.

1.3. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos principais. No capítulo 1 é elaborada uma breve contextualização do trabalho realizado na perspectiva futura do setor de energia e os principais desafios atuais na implementação do novo modelo do SE.

No capítulo 2, descrevem-se os principais desafios e benefícios na integração em larga escala dos VEs no sistema electroprodutor. Neste capítulo, é abordada a importância da inclusão dos VEs e de uma entidade agregadora de VEs, na prestação de serviços à rede elétrica. Seguidamente, no capítulo 3, analisa-se o funcionamento geral do Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL), e dos vários mercados que o constituem. No capítulo 4, apresenta-se o caso de estudo e a metodologia implementada na modelação do problema descrito. Primeiramente, são dadas a conhecer as características técnicas associadas ao sistema V2G utilizado, seguido do modelo de simulação e de otimização desenvolvido com o intuito de analisar a performance de resposta dos VEs. No capítulo 5 apresentam-se os resultados experimentais obtidos na aplicação do modelo de simulação e otimização. Os resultados obtidos são apresentados em análise comparativa com os valores diretrizes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS). Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões resultantes de todo o desenvolvimento desta dissertação, seguidas de recomendações para posteriores trabalhos futuros.

Capítulo 2 – Enquadramento Teórico e Estado da Arte

O estudo da integração de VEs na rede elétrica, VGI, foi iniciado por Kempton et al. em 1997 [9], [10]. Este estudo evidenciou que as baterias integradas nos VEs⁵, híbridos⁶ ou a células de combustíveis⁷ poderiam ser utilizadas como fontes de armazenamento de energia para posterior substituição da geração de centrais elétricas convencionais [9]. Willett Kempton liderou ainda diversos projetos no âmbito do carregamento bidirecional de VEs, V2G, essencialmente relacionados com a sua capacidade de fornecer serviços de sistema. Estes projetos incluíram a análise da viabilidade económica da integração dos VEs através de diversos modelos de negócio para a viabilização da tecnologia V2G [4], [9], [11]. Foi também investigado o potencial da tecnologia V2G para apoio à gestão da rede elétrica e integração das redes inteligentes de energia elétrica⁸, também designadas por *Smart Grids*. Uma parte significativa da investigação desenvolvida cita: i) o melhoramento da tecnologia das baterias; ii) os potenciais benefícios que os VEs podem trazer ao SE através do fornecimento de serviços de sistema; iii) as adversidades e impactos da eletrificação do setor dos transportes; iv) a viabilidade económica do fornecimento de serviços de sistema por parte de um agregado de VEs; v) o emparelhamento com fontes de energia renováveis para reduzir os impactos da variabilidade da geração; vi) os impactos nas emissões de GEE pelo setor dos transportes [4], [5], [9].

A razão pela qual os VEs tem sido considerados como potenciais fornecedores de serviços de sistema deve-se essencialmente à sua capacidade de armazenamento de energia e à elevada controlabilidade do processo de carregamento, eventualmente dinâmico⁹ e/ou bidirecional.

Um serviço complementar prestado por um VE pode ser definido como o ato de controlar o intervalo de tempo e a direção do fluxo de energia trocada entre a sua bateria e uma carga externa (no caso de V2G e a rede elétrica) para fornecer valor não relacionado com o objetivo principal do veículo, isto é, o transporte [10]. A natureza dos serviços impõe requisitos muito diferentes no que respeita à capacidade e performance do VE e respetivo equipamento de fornecimento do VE (EVSE, do inglês *Electric Vehicle Supply Equipment*), sendo que a rapidez com que a energia pode ser controlada determina a gama de serviços que o sistema V2G pode fornecer [10].

Um dos principais desenvolvimentos no campo do VGI foi o suporte do V2G por meio de carregadores de corrente contínua (modo 4 segundo IEC61851-1) suportados pelo protocolo CHAdeMO¹⁰ [10]. Este tipo de carregadores de corrente contínua (CC) representam uma tecnologia chave que permite a integração da tecnologia V2G num amplo número de modelos de VEs. Por esta razão, torna-se importante investigar a performance destes carregadores no fornecimento de serviços baseados na tecnologia V2G, indo para além do tradicional carregamento unidirecional¹¹ (V1G, do inglês

⁵ Os VEs com bateria consistem num veículo sem motor de combustão interna ou tanque de combustível. O seu funcionamento depende unicamente do sistema de transmissão totalmente elétrico alimentado por baterias recarregáveis. Desta forma, este modelo de veículo utiliza unicamente a energia elétrica da(s) baterias para alimentar o(s) motor(es) elétrico(s) que lhe dão locomoção.

⁶ Os VEs híbridos resultam da combinação da tecnologia de um motor elétrico e um motor de combustão interna. Desta forma, o sistema de transmissão pode ser alimentado por um motor elétrico ou de combustão interna ou por ambos.

⁷ Os veículos a célula de combustível produzem energia elétrica por meio de uma reação entre o hidrogénio e do oxigénio, resultando como produto final: eletricidade e água.

⁸ As redes inteligentes de energia elétrica integram as ações de todos os utilizadores a elas conectados (produtores, consumidores ou ambos), monitorizando e otimizando de forma autónoma e automática os fluxos de energia na rede elétrica consoante os valores de oferta e procura registados em cada momento, garantindo que o fornecimento de eletricidade seja realizado de forma segura, eficiente, sustentável, e economicamente viável [76], [77]. As redes inteligentes de energia elétrica integram os princípios da geração e de consumo distribuído, assim como de um sistema de distribuição e transporte controláveis e transparentes com capacidade de oferecer uma resposta à procura de energia, baseando-se em tecnologias da informação e comunicação.

⁹ Um carregamento dinâmico consiste num processo de carregamento de VE utilizando potência variável, ao longo do tempo.

¹⁰ O protocolo CHAdeMO consiste num método de carregamento rápido para VEs.

¹¹ O carregamento unidirecional consiste, apenas, na transação do fluxo de energia da rede para o VE.

unidirectional Vehicle-to-Grid) [12]. Embora, os carregadores de CC se encontrem associados a estações de carregamento rápido, uma redução na dimensão do carregador e no custo económico poderia permitir também a utilização em ambiente doméstico, isto é, admitindo a integração da tecnologia no fornecimento de energia para residências (V2H, do inglês *Vehicle-to-Home*) [12].

O projeto *Parker* foi o primeiro projeto a validar e a comprovar experimentalmente a capacidade dos VEs fornecerem serviços auxiliares à rede elétrica. Este projeto investigou os potenciais serviços de potência e energia da rede que os VEs podem fornecer ao SE, recorrendo a modelos de VEs compatíveis com a tecnologia V2G e assente no protocolo CHAdeMO. De acordo com o projeto *Parker*, os VEs podem realizar serviços nos três níveis hierárquicos do SE consistindo estas categorias nos seguintes domínios geográficos [10], [13]:

Regional: os serviços incidem, essencialmente, sobre a rede de transporte de energia. Os serviços que constituem este domínio são o balanceamento de potência e energia. O balanceamento de potência e energia, consistem em serviços que utilizam, essencialmente, a capacidade instantânea das baterias para consumo, armazenamento e retorno de energia. O fornecimento de serviços de reservas (primária, secundária e terciária) são os principais serviços deste domínio. O balanceamento de energia é também constituído por outros serviços, tal como a emissão marginal. A emissão marginal é um serviço baseado no carregamento dinâmico, onde é diferido o carregamento para os períodos em que seja mais adequado o consumo de energia, visando reduzir a produção de CO₂ causado pelo carregamento dos VEs.

Vizinhança: estes serviços incidem essencialmente sobre a rede de distribuição e consistem em serviços de apoio local e de apoio a novas infraestruturas e comunidades de energia que se encontrem associadas à rede de distribuição. Neste domínio, as principais categorias consistem em:

- Contingências da rede - são serviços que suportam a segurança e confiabilidade da operação do sistema de distribuição local. Esta categoria tem como serviços: problemas de carregamento – tem como objetivo, mitigar a sobrecarga de transformadores e de cabos de baixa tensão; e problemas de tensão – visa mitigar a sobretensão e quedas de tensão em sistemas de distribuição;
- Autonomia energética - são serviços que permitem a autonomia energética mediante um grau crescente de energia produzida e consumida localmente (maximizando o autoconsumo).

Edifícios: edifícios com otimização de energia e com produção local. As categorias integrantes deste domínio consistem em:

- Operação em ilha, é permitida quando uma conexão ao SE não é praticada ou possível. Os exemplos de serviços presentes nesta categoria são: energia de reserva – sustenta temporariamente um pequeno SE desconectado da rede; e totalmente/integralmente fora da rede - sustenta permanentemente um pequeno SE desconectado da rede.
- Serviço de bateria, serviços que utilizam os VE como uma fonte móvel de potência e energia onde o acesso ao SE não é prático ou possível.

A Figura 2.1 representa os domínios geográficos que os VEs podem realizar serviços.

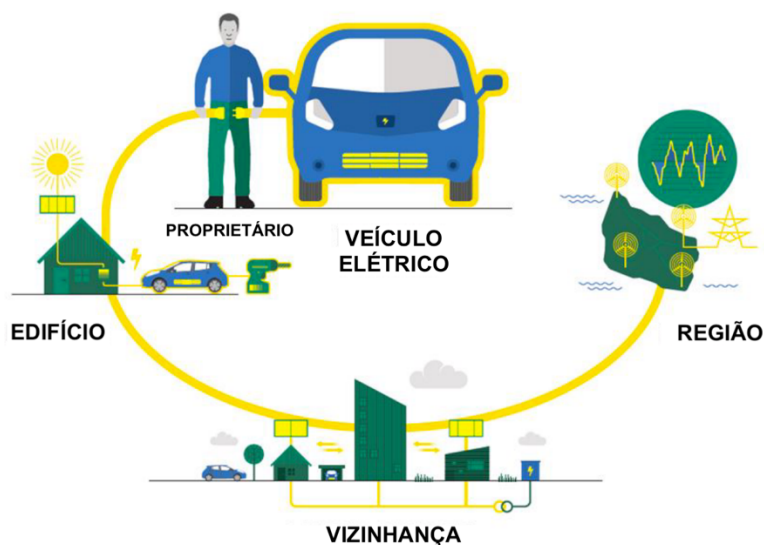


Figura 2.1 - Possíveis utilizações do VGI (adaptada de: [10]).

O projeto *Parker* incidiu maioritariamente nos serviços de balanceamento de potência (reserva primária e secundária) ao nível regional, e nos serviços de contingências da vizinhança (problemas de sobrecarga e de tensão), inseridos na rede de distribuição [10]. Este projeto demonstrou que os VEs na prestação de serviço de reserva primária apresentam uma rapidez de resposta inferior a 10 segundos e duração do serviço superior a 30 minutos [14]. No entanto, os resultados deste projeto evidenciaram que diferentes veículos apresentam capacidades de desempenho distintas [13], [14]. Andersen et al. descreve como o projeto *Parker* categorizou uma gama de serviços da rede e como validou experimentalmente a capacidade de diversos VEs em oferecer suporte a esses serviços, integrando os seus resultados em três categorias de teste: fator de emissão marginal, reserva primária¹² e o teste de performance de set-points de potência ativa¹³. Ainda que tenha sido comprovado o sucesso da integração e resposta dos VEs, os autores do estudo mencionam também que outras melhorias podem ampliar ainda mais o número de serviços que os VEs podem fornecer [10]. Um exemplo, consiste em diminuir o tempo de resposta e de ativação do sistema V2G uma vez que permite que mais serviços críticos de balanceamento de energia possam ser fornecidos [10]. Além disso, adicionar novas funcionalidades, como o fornecimento de suporte de sistemas em ilha¹⁴, aumentaria os serviços que os VEs podem prestar [2], [10]. A principal recomendação do projeto *Parker*, consiste na proposta da definição comum de um VGI, explicitando as capacidades e desempenho que um VE deve possuir para estar apto a prestar serviços que assentem na tecnologia V2G [10].

Como já referido, os VEs quando agregados em grande número podem oferecer diversos serviços, incluindo os serviços auxiliares definidos pelo OS. Porém, se não forem aplicadas estratégias de gestão apropriadas, o carregamento não controlado de VEs em grande escala trará alguns desafios para a rede de distribuição. Estes desafios encontram-se associados à ocorrência de problemas de congestionamento

¹² No âmbito do projeto [10], o serviço de reserva primária, contrariamente ao serviço de fator de emissão marginal, requer a utilização da tecnologia V2G e rápida resposta de energia. Este serviço consiste na regulação de frequência da rede elétrica, e neste caso, através da utilização de VEs na receção de solicitações de carga ou descarga.

¹³ No projeto [10], este teste não consistiu num serviço específico, mas sim na, averiguação e medição do desempenho do sistema EVSE/ VE na implementação dos pontos de ajuste solicitados, permitindo medir o tempo de resposta do conjunto V2G.

¹⁴ Os VEs podem melhorar o comportamento dinâmico dos sistemas em ilha, através da exploração da sua controlabilidade, devido à sua flexibilidade de carga, e possibilidade de injeção de energia na rede, explorando assim as suas capacidades de armazenamento.

em períodos de ponta¹⁵, relacionados com a sobrecarga e quedas de tensão na rede elétrica pela particularidade de coincidência dos períodos de carregamento de VEs, colocando em causa, a qualidade de energia e fiabilidade da rede elétrica [5]. Estas desvantagens podem resultar em problemas técnicos mais significativos que os benefícios económicos e ambientais decorrentes da utilização dos VEs [15].

As estratégias de gestão para acomodar o aumento de carga podem passar pela [15]:

- 1) Conceção e adoção de um modelo dinâmico de sinalização de preço, que visa motivar o utilizador do VE a carregar nos períodos de menor consumo (i.e., em período de vazio¹⁶). Esta solução é normalmente denominada de “gestão da procura” (DSM, do inglês *Demand Side Management*);
- 2) Conceção de um sistema de gestão técnica que tem como função a responsabilidade do agrupamento e coordenação do carregamento de uma frota de VEs. O desenvolvimento deste sistema pode representar e corresponder a uma nova entidade. Esta entidade para além de garantir agregação e coordenação de VEs, visa diminuir o impacto na rede elétrica dos VEs, através da sua eficiente de exploração.

Diversos estudos têm introduzido e proposto uma nova entidade, denominada por AA, que através da agregação e gestão de uma frota de VEs, explora novas oportunidades de negócio que surgem desta possibilidade de anexação para o fornecimento de múltiplos serviços aos Operadores de Sistema [2], [16], [17]. Acredita-se que o AA é a entidade que poderá modificar o setor dos transportes e revolucionar o SE num curto-médio prazo, com recurso às redes inteligentes de energia elétrica.

O AA é, a entidade responsável pela agregação, coordenação e gestão do carregamento dos VEs. Note-se que quanto maior o número de VEs representados por um AA, maior a potência disponível por parte desta entidade. Esta dimensão do AA permitirá que esta entidade funcione como uma Unidade Virtual (UV) de geração de energia e que possibilite o fornecimento de serviços à rede elétrica, como por exemplo, serviços de tempo crítico (reserva de regulação primária e secundária) consequência da sua rápida capacidade de resposta. Assim, o AA poderá integrar centrais elétricas virtuais¹⁷ (VPP, designadas do inglês como *Virtual Power Plants*), na incorporação das redes inteligentes de energia elétrica uma vez que a agregação de VEs apresentará uma dimensão suficiente para ter uma rápida capacidade de resposta de regulação, tecnicamente denominado como capacidade técnica de *ramping*¹⁸, semelhante a uma central convencional.

O surgimento de uma entidade agregadora com o propósito de agrupar os VEs, possibilita as negociações no Mercado de Energia uma vez que as quantidades de reserva seriam mais significativas e a sua disponibilidade muito mais precisa, tornando o sistema mais seguro e confiável [2]. A entrada individualizada de cada VE no Mercado de Energia para realização das suas próprias propostas de oferta/procura não é porém viável, devido à sua pequena visibilidade, dimensão e comportamento estocástico [2]. Neste sentido, não é possível que o OS coordene o carregamento individual de cada VE para fornecimento de serviços.

As novas entidades de agregação podem ser independentes ou integradas em uma função negócio existente do fornecedor de energia ou Operador da Rede de Distribuição (ORD) [5]. Esta entidade tem elevada importância para o SE, sendo principalmente benéfico para a rede de distribuição e para o seu

¹⁵ O período de ponta é associado a um período de maior procura de energia, podendo traduzir-se num custo de tarifa de eletricidade mais elevado.

¹⁶ O período horário de vazio é associado a um período de menor procura de energia, integrando um custo de tarifa reduzido. Desta forma, o período horário de cheia é um período intermédio.

¹⁷ O conceito de central virtual, consiste num sistema agregado de produção, distribuição, consumo e armazenamento de energia elétrica em um local específico da rede elétrica.

¹⁸ A capacidade técnica de *ramping* consiste na capacidade de resposta (*ramping rate*) de uma unidade electroprodutora na variação da sua potência (i.e., regulação de produção), ao longo do tempo capaz de acompanhar as variações do consumo existentes que ocorrem no ciclo diário.

operador, uma vez que diminui a necessidade de reforço da rede elétrica que seria necessária pela introdução de mais centrais elétricas despacháveis, como por exemplo UFs [8]. A remodelação e atualização estrutural do sistema de transporte e de distribuição para a introdução de centrais convencionais converge em elevados custos económicos. Porém, a integração de geração e armazenamento distribuído¹⁹ permite a redução ou eventual adiamento dos investimentos de reestruturação do sistema elétrico, bem como a redução de perdas de energia (caso de geração de produção distribuída) [4], [8], [9].

A introdução de VEs pode diminuir a poluição atmosférica, nomeadamente as emissões de CO₂ associadas ao setor do transporte, quando a eletricidade utilizada para carregar as baterias destes veículos seja oriunda de fontes de energia renováveis [18].

Em [5], é definido que a relação entre o AA e outros atores numa rede inteligente pode desenvolver-se em quatro serviços. Estes serviços consistem: i) na prestação de serviços auxiliares ao Operador da Rede de Transporte (ORT); ii) na prestação de serviços auxiliares ao ORD; iii) na prestação de serviços de armazenamento ao fornecedor de recursos de energias renováveis, e; iv) na prestação de serviços de minimização de custos de carregamento para proprietários de VEs.

Estas relações de serviços entre o AA e outras entidades ilustra-se na Figura 2.2.

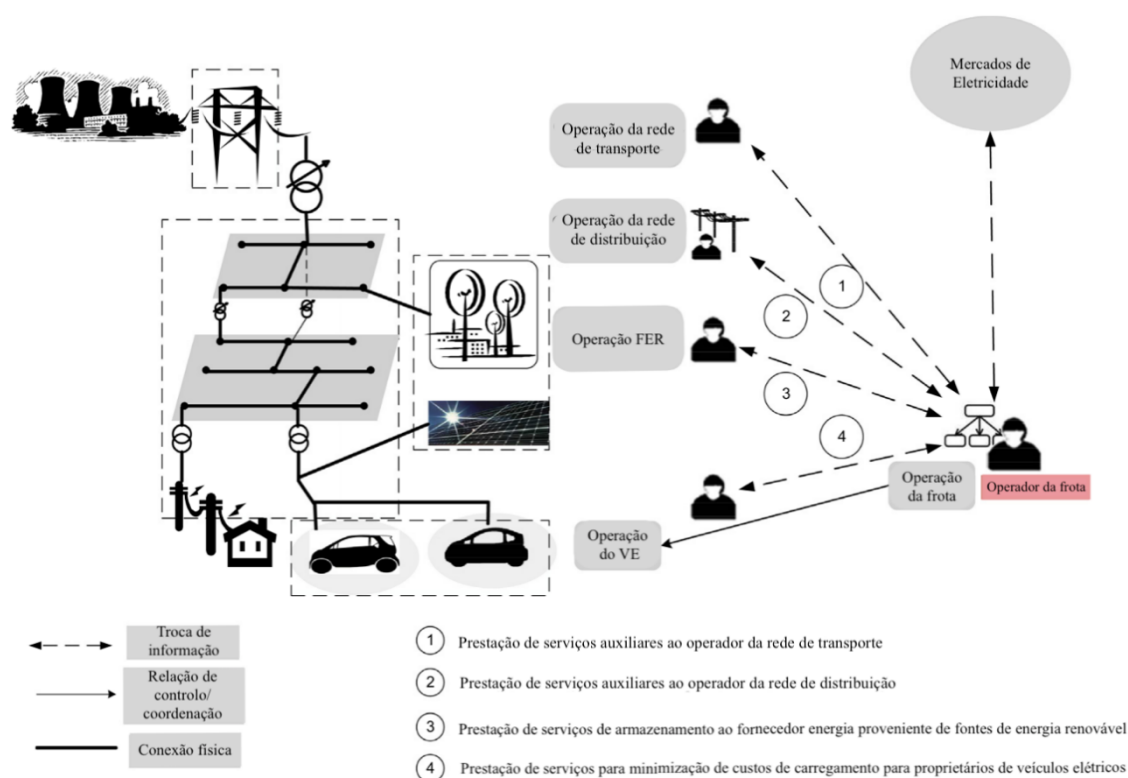


Figura 2.2 - Serviços entre o operador da frota de VEs e outros atores, num contexto de uma rede inteligente (adaptada de: [5]).

A prestação de serviços auxiliares ao ORT e ao ORD, como a prestação de serviços de armazenamento ao fornecedor de recursos de energias renováveis por parte do AA, já foram mencionados ao longo do presente Estado de Arte e Introdução. No entanto, a relação entre o AA e os proprietários de VEs é complexa uma vez que o AA necessita ter em conta diversas variáveis, de modo a garantir a participação dos VEs para assegurar a capacidade de fornecer serviços a outras entidades na rede inteligente [5]. Dois exemplos das variáveis que o AA deverá ter em consideração consiste na disponibilidade de cada VE e

¹⁹ A geração distribuída consiste na produção de energia em qualquer nível de tensão da rede por pequenos geradores dispersos ao longo do sistema elétrico que se encontram próximos do local de consumo dos consumidores.

no estado de carga mínimo (SOC, do inglês *State-of-Charge*) que garanta a próxima viagem do utilizador [5]. De outra perspetiva, os Agentes Agregadores (AAs) podem fornecer serviços de comercialização de energia aos VEs, como por exemplo apoiar os proprietários de VEs a economizar dinheiro, tendo para isto que ter em consideração mais fatores (tais como, o período horário de tarifa mais acessível) [5].

De forma a definir a quantidade de reserva que o AA está disponível para oferecer no mercado de eletricidade, o AA terá de prever a disponibilidade dos VEs para oferecer esses serviços para o dia seguinte. Esta estimativa será realizada através da análise do tipo de contratos celebrados entre o AA e o proprietário dos VEs [2]. De acordo com [2], quatro contratos diferentes podem ser estabelecidos entre o AA e o proprietário do VE:

- Carregamento não controlado ou carregamento não inteligente, equivale ao carregamento em que os proprietários de VEs são totalmente livres para conectar e carregar os seus veículos sempre que pretenderem [2]. O carregamento inicia-se quando os VEs se conectam à rede de distribuição, e são carregados a uma taxa constante de carga até ao momento em que as baterias atinjam a sua capacidade máxima ou que o utilizador decida interromper o processo [5], [15].
- Tarifas de vários preços ou Muti-tarifa, consiste numa estratégia em que a eletricidade é mais económica durante horas específicas do dia. Esta estratégia pretende mover a carga adicional associada ao carregamento dos VEs para os períodos horários em que exista menor consumo, ou que sejam mais propícias ao sistema [15]. Este contrato incentiva os utilizadores de VEs a carregarem os seus automóveis nos períodos em que as tarifas de eletricidade são menores.
- Carregamento inteligente ou *Smart Charging*, consiste na estratégia de gestão ativa que monitoriza continuamente a rede elétrica e em caso de restrições técnicas diminui o nível de consumo dos VEs. Este tipo de carregamento consiste na integração de um ator ou entidade externa do carregamento (por exemplo, ORD ou o AA) que controla o tempo e a potência de carregamento dos VEs [5]. Este modo de carregamento implica que os utilizadores se mantenham conectados pelo tempo que anunciam no início de carregamento [15].
- *Vehicle-to-Grid* (V2G), consiste numa estratégia semelhante ao carregamento inteligente, onde o VE pode ser considerado não apenas como uma carga controlável, mas também como um dispositivo de armazenamento acrescentando a oportunidade de poder injetar na rede elétrica a energia armazenada.

Nas duas primeiras tipologias de contrato, os VEs são vistos como cargas não controladas. Porém, os dois últimos contratos oferecem ao AA a possibilidade de controlar a potência que absorvem da rede [2]. Nos contratos V2G, os AAs têm ainda mais controlabilidade sobre os VEs uma vez que eles podem gerir a quantidade de energia que injetam na rede. Neste sentido, para negociações de reserva no Mercado de Energia, os AAs terão em consideração apenas os VEs que possuem contratos de carregamento inteligente ou V2G [2].

O termo de carregamento inteligente é utilizado para uma variedade de técnicas de carregamento que muitas vezes envolvem diferentes estratégias de otimização [8]. As estratégias de carregamento inteligente possuem duas abordagens: redução de energia²⁰ ou deslocação de carga de energia [8]. Assim, o AA permite que o utilizador do VE tenha um papel ativo na interface com o SE, mediante as soluções de DSM. Estas soluções possibilitam que o utilizador altere a sua procura de energia por meio de incentivos financeiros, de modo a distribuir as cargas de forma equilibrada. É possível afirmar que a

²⁰ A redução de energia consiste na alteração da quantidade de energia direcionada ao VE, significando que o VE carregará a uma taxa de energia menor, dependendo das condições gerais da rede elétrica, como por exemplo, procura de energia e capacidade de distribuição local. Querendo isto dizer, que um VE carregará consideravelmente mais devagar em um ponto de carregamento público no momento em que a procura de energia é elevada ou quando se encontram múltiplos VEs conectados para carregamento [8].

implementação de estratégias de carregamento inteligente constituem uma medida de DSM [10]. O benefício económico adicional e ambiental esperado pela adoção de estratégias de carregamento inteligente de VEs consiste em evitar o acionamento de unidades electroprodutoras de elevado custo e excessivamente poluentes que compõem o controlo terciário [2]. O VE tem um papel fundamental nesta distribuição uma vez que permite a transposição da carga em períodos de ponta para os períodos que apresentem menor consumo de energia (período de vazio). Os AAs são beneficiários das estratégias de carregamento inteligente, se forem capazes de alterar a procura de energia das sessões de carregamento para um período de tempo onde a procura geral de energia é menor e a disponibilidade de energia é maior [8]. Neste cenário, um AA está apto a comprar energia a um custo menor no Mercado de Energia e vendê-la ao consumidor a um custo um pouco mais elevado, mas ainda a um custo menor que a tarifa que o consumidor normalmente pagaria [8]. O AA beneficia desta diferença de preço [8].

O projeto *me²* é um projeto que visa gerir o lado da procura, pela solução DSM, de modo atrair a comunidade de utilizadores de VEs e também proprietários de contadores inteligentes locais, a consumir eletricidade fora do período de ponta, atenuando desta forma o congestionamento da rede. A abordagem é realizada através da conscientização individual e de incentivos por meio de uma plataforma Web. O projeto é validado e otimizado por dois pilotos sediados em Amesterdão e Lisboa [19].

Hu et al. compara três estratégias de controlo utilizadas por um AA na gestão de uma frota de VEs:

i) controlo centralizado²¹; ii) descentralizado²², e; iii) por preços²³. Este estudo apresenta diferentes algoritmos matemáticos, frequentemente utilizados no controlo centralizado e descentralizado, e realiza uma comparação entre eles no que respeita ao tempo de execução, ao desempenho, à aplicabilidade no geral e aplicação para carregamento de VEs (minimização de custos de carregamento dos VEs, maximização de lucros fornecidos pela regulação de serviços e minimização de perdas no SE) [5].

No entanto, Camus et al. simula o MIBEL, em função de diferentes perfis²⁴ e cenários de carregamento de VEs, assim como de hipóteses de “mix” de tecnologias de geração de eletricidade²⁵ uma vez que o portfólio de unidades de geração depende das condições climáticas, das estações do ano, do período do dia e da potência instalada. Este projeto teve como objetivo estudar e analisar para o sistema elétrico português: i) a redução das emissões geradas pelo setor do transporte quando introduzidos os diversos cenários de penetração e perfis de recarregamento dos VEs; ii) a simulação da procura adicional de energia e os preços de eletricidade esperados no mercado ibérico verificados pela introdução dos diferentes cenários de penetração de VEs; iii) os impactos económicos destes veículos sobre as concessionárias de energia elétrica e; iv) a análise de como as diferentes curvas produção das distintas tecnologias se relacionam com as condições climáticas, estações do ano e períodos do dia. O caso de estudo desta investigação, inclui os cenários de carregamento em períodos de vazio e de carregamento não controlado para a estação de inverno. Na avaliação da estação de inverno, foram consideradas as

²¹ Em [5], o controlo centralizado compreende que o AA, programe e controle diretamente a carga dos VEs tendo conhecimento: dos padrões de condução de cada VE; as restrições da rede; o preço da eletricidade e o modelo da bateria do VE.

²² De acordo com [5], o controlo por transações e o controlo por preços são geralmente implementados na forma de sinal de preço, ou seja, cada VE individualizado otimiza o seu carregamento com base nas informações de preço de eletricidade a eles disponibilizadas pelos AA ou ORD [5]. No controlo por transações, o AA tem como objetivo a troca de informação em termos de programação de energia e preço com o utilizador. Por norma, o controlo por transações requer comunicações bidirecionais, como por exemplo, a troca de informação de preços e programação de energia [5].

²³ O controlo de preço, é um método que utiliza a previsão de resposta do utilizador de VE relativamente aos preços enviados pelo AA. O AA determina o sinal de preço ótimo por meio de previsões realizadas [5]. O controlo de preços, por norma, utiliza a comunicação unilateral [5].

²⁴ Os perfis de carregamento dos VEs dependem dos requisitos de recarregamento dos veículos e dos padrões de mobilidade dos utilizadores. Neste projeto, os perfis de carregamento dos VEs são suportados pelas estratégias de DSM para a penetração destes mesmos veículos.

²⁵ O mix de tecnologias de geração de eletricidade varia ao longo dos dias, das horas, das semanas e das estações do ano. A variação do mix de geração é mais abrangente à medida que mais fontes de produção de energia renovável são instaladas no sistema elétrico (neste caso, no sistema ibérico). Como por exemplo, uma vez que a velocidade do vento e a radiação solar são variáveis aleatórias, um tanto previsíveis, mas não controláveis, a disponibilidade de energia destas fontes nem sempre coincide com os momentos em que são mais necessárias.

diferentes condições climáticas que podem surgir, como por exemplo, a existência de um ano seco. No entanto, nesta pesquisa verifica-se que diferentes cenários de penetração de VE (energia necessária) e de perfis de carregamento, combinados com os casos extremos de produção de eletricidade conduzem a diferentes preços de mercado grossista de energia (MIBEL), bem como a diferentes perfis de utilização de combustíveis fósseis (e emissões associadas) para carregar os VEs. Neste sentido, são produzidos diferentes custos para a energia utilizada pelos VEs, por quilómetro. Os resultados obtidos demonstram que a implementação em massa de VEs em Portugal, contribui para a diminuição das emissões de CO₂, consumo de energia primária e combustíveis fósseis no setor dos transportes e de geração de energia [20].

O projeto *Redispatch V2G* propõe reduzir as restrições de transporte locais na Alemanha e o adiamento do investimento da rede através da capacidade técnica de utilizar uma frota de VEs (V2G e V1G) na gestão de restrições do ORT durante o horário de período laboral e noturno. Este projeto verificou que o carregamento inteligente permite atingir o nível máximo de penetração dos VEs sem violar os limites técnicos da rede [14], [21].

O projeto *Smart Solar Charging* desenvolvido em Utrecht (Holanda), consiste numa iniciativa de carregamento inteligente e dinâmico local. Vários dos edifícios do bairro de Lombok possuem nos seus telhados painéis solares que estão conectados às estações de carregamento público do bairro. Desta forma, os VEs com tecnologia V2G, podem carregar e armazenar a energia solar, produzida localmente por diferentes vizinhos. Além disso, em períodos de ponta é possível que os VEs descarreguem as suas baterias para equilibrar a rede elétrica. Este sistema consiste num sistema de partilha de VE a nível distrital e tem como principal objetivo o ajuste de desequilíbrios na rede elétrica (redução do pico de carga na rede) e o comércio de energia no mercado através de um terceiro intermediário, que poderá ser um AA. Os autores pretendem ainda implementar a realização de serviços de: gestão de restrições (prestados ao ORD) e resposta de frequência²⁶ (fornecido ao ORT) [9], [14], [22], [23].

O projeto *Bidirectional Charging Management* da alemã BMW, visa interligar veículos que possuem tecnologia V2G, infraestruturas de carregamento e a rede elétrica através de estratégias de carregamento que considerem o cronograma de mobilidade do utilizador do VE, a disponibilidade da energia verde e da carga atual na rede, abrangendo também um sistema de gestão de energia e parâmetros legais e regulatórios [24].

O comportamento individual de cada utilizador de um VE também tem sido alvo de investigação uma vez que é muito importante para a gestão da frota na previsão da disponibilidade dos VEs para prestar os serviços no dia seguinte [25]. Desta forma, o utilizador apresenta um papel essencial para atingir o grau de flexibilidade necessário para aumentar a penetração de geração de natureza renovável, variável e distribuída [26].

A gestão de uma frota de VEs por um AA influencia diretamente o processo de carregamento de cada VE [6]. A caracterização do perfil de flexibilidade de um utilizador permite definir com maior precisão as necessidades do utilizador e garantir que os seus requisitos de condução sejam preenchidos [6]. Enquanto, permite que o AA optimize a utilização da capacidade da bateria para serviços à rede elétrica [6]. A descrição dos requisitos exatos do utilizador do VE permitem, para além de garantir a disponibilidade de energia suficiente para condução, que o AA optimize a sua operação e lucro [6].

Sánchez-Martín et al. desenvolveu um modelo estocástico individual de cada veículo relacionado com o carregamento, descarregamento, e comprometimento de margem de SOC para o dia seguinte, tendo em consideração vários cenários de disponibilidade dos VEs. A gestão detalhada do SOC da bateria é modelada para garantir a preservação do seu ciclo de vida, assim como a compensação de energia para garantir a margem de reserva (i.e., a energia deverá ser restabelecida ao VE para garantir que os seus valores de SOC na partida sejam iguais àqueles quando a margem de reserva de energia não é fornecida).

²⁶ Serviço de ação rápida que visa manter a frequência do sistema dentro de limites específicos.

Este estudo teve como objetivo desenvolver um modelo de gestão que minimiza a energia não fornecida antes da partida do veículo e uma otimização de custos de energia na integração do mercado diário e intradiário [25].

Andersen et al. cita a importância do conhecimento das necessidades de condução do utilizador do VE para o AA na prestação de serviços à rede elétrica [6]. Este projeto propôs a definição do perfil de flexibilidade de cada utilizador, composto pelos requisitos de energia necessários para a condução, como: o tempo que o VE se encontrará conectado à rede elétrica; a quantidade de energia necessária e o limite mínimo de energia [6]. Para desenvolver o perfil de cada utilizador, este projeto baseou-se nos dados do projeto *Parker* relativamente aos períodos de partida e consumo de energia da frota de VEs [6]. Este projeto concluiu que a maioria dos VEs da frota comercial em estudo, necessita apenas de 60% de SOC para os requisitos de condução diários, disponibilizando maior capacidade de flexibilidade ao AA [6]. Assim como, que considerando que as necessidades de condução dos VEs individuais são diferentes, podem resultar em mais flexibilidade para o AA e tempo para fornecimento de serviços [6]. Diversas pesquisas no âmbito da reserva primária e terciária também foram documentadas em várias publicações e projetos de investigação [7], [17], [27]–[33].

Como diferentes utilizadores de VEs possuem distintos perfis de carregamento dos seus veículos, o fornecimento constante de energia é colocado em causa uma vez que é função do número de VEs conectados à rede. Como o fornecimento de energia por parte do AA depende do número de VEs que constituem a frota de VEs, a capacidade de armazenamento de energia por esta entidade é limitada [4]. Por esta razão, o AA é caracterizado como uma entidade de baixa capacidade de armazenamento de energia [3], [4]. No entanto, a sua capacidade de rápida resposta na geração ou consumo de energia confere-lhe características técnicas adequadas para fornecer serviços de flexibilidade de período de tempo muito curto, como reserva de regulação primária ou secundária [2]–[5], [27]. Neste sentido, a tecnologia V2G é vista como uma promessa a curto prazo para fornecimento de serviços com tempo de resposta crítico, com o objetivo de equilibrar flutuações na carga e para se adaptar a falhas inesperadas dos equipamentos da rede elétrica, tais como a interrupção não planeada ou perda de sincronismo de um grupo gerador [4], [21]. Porém, a reserva primária é um dos serviços tecnicamente mais exigentes pelos elevados requisitos para uma rápida e confiável resposta [12]. No entanto, o acesso à tecnologia V2G reforça a adequabilidade dos VEs para o fornecimento deste tipo de serviço [12].

De acordo com [4], os sistemas V2G são inadequados para fornecimento de energia de carga base²⁷ uma vez que este serviço compreende o abastecimento de eletricidade durante todo dia (i.e., 24 horas por dia), e pode ser fornecido de forma mais económica por grandes grupos geradores, como acontece atualmente. No entanto, as limitações dos VEs, nomeadamente, a capacidade de armazenamento de energia, e o reduzido tempo de vida das baterias são também fatores predominantes que impedem o fornecimento deste serviço [4].

A tecnologia V2G é mais competitiva no fornecimento de serviços de sistema, nomeadamente nos serviços utilizados para balanceamento de potência. Este é o caso dos mercados de serviços auxiliares de reserva primária e secundária [4]. Para estes mercados e no âmbito da tecnologia V2G, mesmo que seja perdido dinheiro por cada kWh vendido associado à energia despachada, este valor pode ser compensado pelo pagamento por capacidade disponível (kW) [4]. Por outro lado, o V2G pode competir quando é unicamente pago por energia despachada, mas apenas nos casos em que os preços de eletricidade são excecionalmente elevados [4]. Desta forma, os VEs não são adequados para os mercados

²⁷ As unidades de geração são classificadas de acordo com o seu modo mais comum de operação. Isto é, referente ao período horário de operação em que mais opera. Desta forma, as unidades produtoras podem consistir em centrais de: base ou de vazio; de cheia; e de ponta. As unidades electroprodutoras de carga base, consistem em centrais que operam fora do horário de ponta. Estas UF apresentam uma capacidade de resposta lenta e tendem a permanecer sempre em operação, isto é, mantidas 24 horas sob 24 horas porque podem demorar entre várias horas ou dias para atingirem determinada potência, partindo de um momento em que não se encontra em operação (“partida a frio”). Normalmente, possuem custos elevados de investimento e baixos custos operacionais (marginais).

de energia em massa, como o mercado diários ou intradiário, onde as trocas são feitas em termos de energia e não de capacidade [3], [4].

No âmbito das redes inteligentes de energia elétrica e dos Mercados de Energia, a reestruturação do setor e dos regulamentos que o integram são necessários para a implementação de fontes descentralizadas uma vez que estes recursos são muito dependentes do conjunto de regras em vigor. Atualmente, a conceção dos Mercados de Energia e da rede elétrica estão projetados para centrais convencionais, isto é, sob o princípio da controlabilidade das fontes de geração despacháveis (geradores centralizados) uma vez que permitem a garantia de potência do sistema e a capacidade de se adaptar à procura, dentro dos seus limites técnicos, garantindo confiabilidade ao sistema. Portanto, as regras técnicas e económicas, e os requisitos de tempo existentes são associados à capacidade de resposta (*ramping*) dessas UFs, que por consequência podem não ser adequadas para o fornecimento de energia por novas fontes flexíveis e descentralizadas [3], [7]. Diversas investigações foram realizadas no âmbito da otimização do Mercado de Energia pela integração dos VEs. Bessa et al. descreve um modelo de otimização de licitações de reserva secundária e de energia para o dia seguinte, e um algoritmo de gestão operacional que coordena o carregamento dos VEs em ordem a minimizar as diferenças entre os valores contratados e realizados. Este modelo de otimização visa apoiar um AA de VEs que participa no mercado de eletricidade. A previsão de utilização de VEs é incluída, assim como um esquema de liquidação de mercado que implementa um termo de penalização por falha de reserva por parte do AA. Este estudo realizou a identificação das variáveis que precisam ser previstas ou estimadas na participação no mercado de eletricidade do dia seguinte e nas sessões de reserva secundária. Neste estudo, a tecnologia V2G não foi considerada. Neste sentido, o fornecimento de reserva consiste no nível de consumo que o VE pode aumentar (reserva para baixo) ou a diminuir (reserva para cima), estando estes parâmetros limitado por 0 kW e a potência máxima de carregamento. O objetivo deste estudo consistiu na integração da redefinição do ponto de operação da frota de VEs durante a fase operacional, por parte do AA, de modo a garantir a reserva contratada e em ordem a maximizar a disponibilidade de reserva secundária uma vez que devido a erros de previsão, o ponto operação se desviará da oferta de energia [21].

Sarker et al. propõe uma estratégia de licitação para o AA maximizar os seus lucros com a participação em mercados competitivos de energia em diferentes reservas de regulação, além de compensar os proprietários de VE pela degradação das baterias [34]. No entanto, diversos estudos abordam as barreiras existentes à entrada de recursos distribuídos no Mercado de Energia. Borne et al. desenvolveu uma estrutura para avaliar as barreiras, técnicas e regulatórias, existentes à entrada dos recursos energéticos distribuídos (DERs, do inglês *Distributed Energy Resources*) em mercados de diferentes países, para fornecimento de regulação de reserva primária e secundária, assim como as propostas de solução para essas mesmas barreiras uma vez que não existe um *design* de mercado ideal para participação das DERs. Este estudo visou orientar os reguladores de mercado assim como redesenhar o Mercado de Energia, mencionando que a reestruturação do mercado deve remover as barreiras existentes à entrada dos DERs, pela permissão de maior flexibilidade no fornecimento de energia e na concessão adequada na remuneração das DERs [3]. Christensen et al. avaliou as barreiras nas diferentes categorias existentes no serviço de serviços auxiliares e os possíveis métodos de mitigação. As barreiras foram subdivididas de acordo com as categorias técnicas, de mercado, regulatórias e de natureza económica [35].

Como referido anteriormente, os VEs têm sido apontados como potenciais prestadores de serviços de sistema, nomeadamente de reserva secundária. A reserva secundária tem como principal objetivo assegurar o constante equilíbrio do sistema elétrico e permitir a realização dos programas de intercâmbio nos seus valores nominais, visando assim reduzir o erro da área de controlo (ACE, do inglês *Area Control Error*) [21]. O sinal de controlo de geração automático (AGC, denominado pela literatura inglesa por *Automatic Generation Control*) é um sinal enviado de forma centralizada e automática, essencial no controlo de reserva secundária, para a manutenção do equilíbrio entre a geração e o consumo dentro de cada área de controlo. Deste modo, é assegurada a manutenção da frequência do

sistema (dentro da área de controlo), num intervalo de segurança. Neste sentido, o AGC permite modificar os set-points de potência ativa dos geradores, de modo a restabelecer o equilíbrio geração/consumo [2]. Cada área de controlo tem a sua própria unidade AGC que controla a frequência e também o fluxo de energia nas interconexões [2]. Esta operação não prejudica a reserva primária que é operada na área síncrona de forma autónoma [2]. Neste contexto, um AA tem o papel de agregar a flexibilidade de um número significativo de VEs de modo a representar uma UV com dimensão adequada para responder a um sinal AGC, e assim prestar um serviço de reserva secundária [2]. Na ocorrência de uma perturbação no SE, o sinal AGC originado seria enviado a um AA que por sua vez requisitaria aos veículos da sua frota que alterassem a sua produção ou consumo (i.e., alterem o seu ponto de funcionamento) [2]. No fornecimento de reserva secundária, a receção do novo ponto de ajuste de potência, por parte do AA, é quase imediata, pois os dispositivos eletrónicos de potência que fazem interface com a rede não tem inércia como ocorreria com as máquinas síncronas convencionais [2].

Almeida et al. analisou a contribuição dos VEs, através de um AA que responde a um sinal AGC, após aplicação de uma perturbação no sistema elétrico português. Neste projeto, o AA é utilizado como intermediário entre o emissor do sinal AGC e o controlador do VE [2]. Neste estudo, os autores descrevem uma hierarquia de controlo que compreende uma Unidade de Agregação Central (UAC) e uma Unidade de Agregação Micro-rede (UAMR). A UAC encontra-se fisicamente conectada com as subestações de Média Tensão (MT)/ Alta Tensão (AT), e por sua vez, comunicará com a UAMR localizada nas subestações de Média Tensão (MT)/ Baixa Tensão (BT). A UAMR permite estabelecer a ligação entre o VE individual, em BT, através de um Controlador de Veículos (CV) e a UAC. O CV, neste estudo, compreende a entidade responsável pelo carregamento dos VEs. No entanto, quando as frotas de VEs tem uma conexão com a rede MT, elas podem comunicar diretamente com a UAC através de um Controlador de Cluster de Veículos (CCV). O CCV representa o agrupamento das várias frotas de VEs. Um AA pode ter vários UAC e cada UAC irá comunicar com vários outros UAMR, dependendo da quantidade de VEs controlados e a sua dispersão geográfica [2]. Os autores concluíram que a reação rápida das interfaces eletrónicas de potência do VE, juntamente com uma infraestrutura de comunicação e uma arquitetura de controlo capaz de comunicar rapidamente os pontos de ajuste do AGC para o AA e, posteriormente para o VE, permite correções rápidas e eficazes dos fluxos de energia das linhas de ligação após a perda do sistema de geração em uma área de controlo [2].

Bessa et al. afirma que a potência de reserva secundária pode ser reduzida durante a programação horária, caso a banda de regulação seja sempre despachada apenas numa direção. Querendo isto dizer, que por norma, a reserva secundária não é despachável na mesma direção durante a hora completa para a qual foi contratada [21]. Porém, pode ser despachada numa única direção durante um longo período de tempo, que por norma é inferior a uma hora [21]. Isto porque, a principal prioridade dos VEs é suprir o seu carregamento de modo a que as suas necessidades de transporte sejam satisfeitas, e, portanto, este parâmetro é limitado pela energia necessária ao VE para as suas atividades diárias, o que por sua vez não permite reduzir a taxa de carregamento por um longo período de tempo [21]. Neste caso, a solução é sempre de ativar mais VEs para que exista mais energia disponível [21]. Por outro lado, o abastecimento do VE é limitado ou mesmo esgotado quando as baterias de alguns veículos se encontram preenchidas durante o intervalo de tempo horário considerado uma vez que não é possível os VEs armazenarem mais energia [21]. Para esta situação é necessário ativar mais veículos para eles poderem absorver mais potência. Esta situação pode ocorrer no fornecimento do serviço de reserva secundária em *downward* para carregamento. Assim sendo, a possibilidade de oferecer reserva secundária é maior quando o número de VEs conectados à rede é superior e, quando os requerimentos de carregamento ainda não estão totalmente satisfeitos (i.e., SOC e necessidades de transporte diárias) [21].

Capítulo 3 – Mercado de Energia

3.1. Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL)

No sentido da constituição do Mercado Único Europeu de Energia surgiu MIBEL que resultou da cooperação desenvolvida entre o governo de Portugal e Espanha desde 1998 [36]. A criação do MIBEL, foi celebrado a 1 de julho de 2007, tendo como objetivo a integração dos sistemas elétricos dos dois países [36], [37].

Na constituição do Mercado Único comum foi reconhecido a necessidade de uma harmonização em toda a União Europeia no comércio transfronteiriço de eletricidade, essencialmente relativo ao acesso à rede e às condições de utilização [38]. Como resultado, surgiram as regras constituintes do funcionamento do sistema interligado europeu, presentes no *Operation Handbook* da Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E, do inglês *European Network of Transmission System Operators of Electricity*), que deverão ser cumpridas por todos os sistemas elétricos que o integram, de modo a impedir a existência de desvios graves e não intencionais entre sistemas adjacentes que consequentemente coloquem em causa a segurança do funcionamento do sistema interligado, assim como definir a participação conjunta na manutenção de frequência [39].

O processo de harmonização e desenvolvimento do MIBEL assenta nos princípios no incentivo à livre concorrência, onde todos os consumidores da região ibérica podem adquirir energia a qualquer produtor e comercializador que opere em Portugal ou Espanha, na constituição de um mercado transparente e não-discriminatório no acesso à energia, na integração de mecanismos de gestão conjunta de interligações e garantia de potência [36].

Os sistemas interligados constituem as vantagens e benefícios da: a) utilização partilhada de reserva de capacidade; b) possibilidade de compra e venda de energia; c) sinergia entre vários custos de produção e perfis diários; d) construção e a operação conjunta de centrais; e) suporte aos sistemas vizinhos em situações de carga (consumo) extrema e/ou na ocorrência de falhas; f) maximização da possibilidade de interconectar as VRE; g) facilidade na operação do SE para permitir manutenção preventiva ou programada [40].

Neste sentido, a harmonização das redes elétricas europeias e o desenvolvimento dos mercados regionais é da responsabilidade da ENTSO-E [41], [42]. Algumas funções desta entidade compreendem [43]:

- Estabelecimento das regras europeias para facilitar o desenvolvimento e a implementação do modelo de rede comum em todas as etapas de operação do sistema;
- Desenvolver e manter a estrutura operacional europeia, através de códigos/diretrizes, acordos e normas das operações de rede;
- Classificação e acompanhamento de incidentes operacionais.

Atualmente, Portugal é membro da ENTSO-E.

3.2. Mercado Grossista

O mercado grossista do MIBEL compreende atualmente um conjunto de mercados organizados, onde as modalidades de contratação de mercado a prazo e de contratação à vista fazem parte, assim como um conjunto de mercados não organizados que são constituídos por contratos bilaterais [44].

Os Agentes de Mercado são entidades agregadoras de UFs e visam transacionar energia elétrica nos diversos mercados existentes do MIBEL [39].

O mercado de *spot* de contratação à vista integra o mercado diário e intradiário. O mercado diário negocia energia elétrica para o dia seguinte por meio da contratação diária de programas de compra e venda de eletricidade [44]. Este mercado estabelece as transações de eletricidade para cada uma das 24 horas do dia seguinte, assim como para os 365 ou 366 dias de um ano. A negociação do mercado diário é baseado num leilão diário, com liquidação de energia a cada hora do dia seguinte [44], [45]. A determinação do volume de energia que se transacionará e o preço único, definido por preço marginal único²⁸, que todos os compradores comprem a energia e que todos os vendedores vendem essa mesma energia, para cada hora de programação, é estabelecido pelo processo de cruzamento de ofertas de compra e venda [46], [47].

O mercado intradiário complementa o mercado diário através da integração de um mercado de ajustes [44]. O mercado intradiário tem em consideração os ajustes de produção e consumo necessários para a operação efetiva do sistema ao longo do dia. Este mercado permite que os valores de procura e ofertas obtidos no mercado diário sejam alterados de forma em que em cada período de programação se verifique que estes parâmetros sejam os mais próximos e precisos dos valores verificados em tempo real [44]. As diversas sessões de reajustes presentes no mercado intradiário, são realizadas subsequentes ao leilão de mercado diário, e permitem que os Agentes de Mercado possam negociar energia elétrica para as diferentes horas do dia abrangidas pelo mercado, de modo a solucionar possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação [44]. Esta negociação também é realizada em leilão [44], [45].

O mercado a prazo estabelece compromissos a futuro de produção e de compra de eletricidade, isto é, permitindo a realização de transações de energia elétrica para períodos temporais mais distantes (semanas, meses ou anos) [44].

O mercado de contratação bilateral permite a realização contratos de compra e venda de energia elétrica entre as diferentes entidades do MIBEL para os diversos horizontes temporais [44]. O estabelecimento contratual bilateral é realizado diretamente entre o(s) produtor(es) e os comercializadores ou consumidores, e permite negociar os preços, os volumes energéticos e as condições contratuais [48], [49].

O Operador do Mercado Ibérico (OMI) é a entidade responsável pela gestão dos mercados organizados do MIBEL. No entanto, esta entidade assenta numa estrutura interligada de dois pólos: OMIE e OMIP [44], [50]. O OMIE consiste no pólo espanhol do OMI de energia e compreende a entidade gestora do mercado ibérico de eletricidade *spot* (diário e intradiário). Por sua vez, o OMIP consiste no pólo português do OMI e assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL [44], [50].

²⁸ O preço marginal único compreende o valor resultante do cruzamento da curva de procura e oferta obtido para cada hora do mercado diário. Este preço de mercado corresponde ao menor dos preços que assegura que a oferta satisfaz a procura [47].

3.3. Serviços de Sistemas

O Mercado de Serviços de Sistema integra reservas de regulação que visam solucionar as restrições técnicas existentes em tempo real [44]. Neste sentido, os serviços auxiliares permitem equilibrar a produção e o consumo de energia elétrica em tempo real, adaptando os programas de produção resultantes da contratação de energia [44]. Apesar da ocorrência de congestionamentos, a adaptação do programa preexistente de contratação de energia torna possível a concretização das transações comerciais já estabelecidas nesse mesmo programa original de comércio transfronteiriço [39], [44].

Os serviços de sistema consistem em serviços complementares que tem como objetivo garantir o cumprimento das condições de qualidade e segurança requeridas para o fornecimento de energia elétrica. Os principais serviços de sistema consistem no controlo de frequência/potência ativa, o controlo de tensão/ potência reativa e reposição de serviço, também denominado como arranque autónomo ou *Black Start*.

Os serviços de sistemas são divididos em serviços obrigatório, que não são passíveis de remuneração, e serviços complementares que são contratados com base em mercados de ofertas (leilão) ou por contratação bilateral [39], [44].

A entidade responsável por gerir o SE, é do ORT, também denominado por Operador Independente do Sistema (ISO, do inglês *Independent System Operator*) ou OS [51]. Em Portugal, a REN - Redes Elétricas Nacionais, S.A. é a entidade que constitui o ORT e o Gestor Global do Sistema (GGS) [51]. Esta entidade compreende a responsabilidade de gestão global do sistema, isto é, garantir o balanço entre o consumo e a geração, a regulação da produção das centrais electroprodutoras (do ponto de vista técnico), a compra de energia para o dia seguinte no Mercado de Energia e a gestão dos serviços de sistema necessários à segurança do sistema elétrico [51], [52].

3.3.1. Reservas para Regulação de Frequência-Potência

A energia elétrica é um vetor de energia universal de excelência. No entanto, a sua impossibilidade de armazenamento em quantidades significativas para os mercados de eletricidade, visa a necessidade de garantir o equilíbrio constante entre a procura e oferta, isto é, geração e consumo no SE [45]. No caso, em que o equilíbrio entre estes parâmetros não seja verificado, ocorrerá um desequilíbrio no SE, traduzido pelo desvio de frequência em torno do valor nominal estabelecido para cada país. No sistema europeu interligado, a frequência nominal definida pela ENTSO-E é de 50 Hz [39].

A fim de garantir a segurança do sistema elétrico em todos os momentos, o GGS deve munir-se de reservas de regulação de potência que serão fornecidas por centrais de sobreaviso²⁹ para cobrir os referidos desvios do sistema, de modo suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos da procura, sem haver a necessidade de cortar energia [53]. Assim, o sistema de produção de energia possibilita uma margem de geração de energia superior (i.e., produção de energia extra) ao dimensionado, denominada por reserva operativa, que contribui para disponibilidade de reserva de potência do sistema [53]. E esta reserva operativa subdivide-se em três diferentes reservas de regulação. As reservas de regulação são designadas como a capacidade técnica que as unidades electroprodutoras ou agentes flexíveis possuem ao variar a sua produção de energia para cima (regulação para cima, isto é, aumento da produção) ou para baixo (regulação para baixo, isto é, redução da produção) para além da energia agendada, tendo em consideração os limites técnicos de capacidade de cada Unidade Física

²⁹ Todas as centrais que contribuem para a reserva operativa são unidades electroprodutoras despacháveis, isto é, possuem a capacidade de controlar a sua geração, garantido potência e energia em uma determinada/específica data e hora do ano. As centrais de sobreaviso consistem em centrais despacháveis, que possibilitam energia de reserva ao sistema através do aumento ou diminuição desta mesma reserva.

(UF). Estas reservas permitem a flexibilidade do sistema electroprodutor face à ocorrência de incertezas e à variabilidade de produção e de consumo existente, garantindo a segurança, fiabilidade e a qualidade do abastecimento de energia na rede eléctrica [54]. Neste sentido, a flexibilidade do sistema compreende a resposta que o sistema electroprodutor poderá oferecer na ocorrência de variações entre a produção e o consumo.

Os níveis de reserva de regulação são caracterizados por diferentes escalas de tempo de atuação [39]. Para diferentes necessidades do sistema electroprodutor, correspondem diferentes processos de flexibilidade de regulação do sistema com distintos procedimentos específicos [39]. Sendo a escala de tempo o parâmetro que caracteriza a rapidez da resposta do sistema no determinado período de tempo a que esta sujeita [54].

Os três tipos de reservas de regulação consistem em: reservas de contenção de frequência; reservas automáticas de restauração de frequência; e reserva manual de restauração de frequência.

3.3.1.1 Reservas de Contenção de Frequência ou Reserva de Regulação Primária

As reservas de contenção de frequência, também denominadas por reservas primárias, visam corrigir automaticamente os desvios instantâneos entre a produção e o consumo na área síncrona, pela ação conjunta de todas as partes interconectadas [55]. Estas reservas, são por definição, reservas de operação uma vez que tem como objetivo equilibrar a frequência do sistema próxima da frequência nominal (i.e., dentro da banda de frequência normal), após a perturbação ou incidente num intervalo de tempo de segundos [55]. Porém, estas reservas não estão capacitadas para agir em situações de erro inesperado, isto é, na presença de grandes variações de frequência, na rede eléctrica [56]. Por norma, são as primeiras a entrarem em funcionamento após a ocorrência de um desvio de frequência [56].

Em Portugal, a reserva primária é de carácter obrigatório e não remunerado, e, portanto, é exigido que todas as unidades produtoras diretamente ligadas à Rede Nacional de Transporte (RNT) disponham e forneçam de reserva de regulação primária [39]. Neste sentido, a banda de reserva de regulação primária compreende a margem de variação de potência que os grupos geradores em serviço, que se encontram interligados ao SE, podem variar de forma automática nos dois sentidos de regulação, na presença dum desvio de frequência [39]. Os dois sentidos de regulação consistem na margem de potência a subir (*upward*) e a descer (*downward*). A margem de potência a subir (*upward*) e a descer (*downward*), isto é regulação a subir e/ou a descer, por norma consiste na regulação que as UFs conseguem mobilizar de forma a produzirem mais (regulação a subir) ou menos potência (regulação a descer) face ao seu ponto de operação.

A ativação da reserva de regulação primária deverá ser realizada no máximo ao fim de 15 segundos para de desvios de frequência inferiores a 100 mHz [39]. No entanto, para perturbações entre 100 e 200 mHz, a potência resultante desta reserva deverá aumentar de forma linear entre 15 a 30 segundos [39].

3.3.1.2 Reserva de Restabelecimento de Frequência, Reserva de Regulação Secundária ou Reservas Automáticas de Restauração de Frequência

As reservas de restabelecimento de frequência são também denominadas por reservas secundárias. Estas reservas visam repor a frequência do sistema após a ocorrência de uma perturbação considerável no sistema elétrico, tendo como objetivo assegurar a curto e médio prazo a segurança e o abastecimento no fornecimento de energia [39].

A reserva secundária consiste na capacidade que alguns grupos geradores têm para fornecerem uma banda de potência, para além da banda de regulação primária obrigatória a todas as UFs. A banda de reserva secundária é caracterizada por uma margem de potência a subir (*upward*) e a descer (*downward*). No entanto, a reserva secundária só é fornecida por UFs detentoras de telerregulação. A telerregulação consiste na ação de mobilização de regulação de reserva secundária das UFs a mandatório de um regulador central automático, instalado no GGS (i.e., OS) [57].

Na presença dum desvio de frequência e de tensão no SE, o regulador central é ativado automaticamente de modo a emitir um sinal de regulação de controlo automático para as UFs que realizam o serviço de reserva secundária [39]. Os grupos geradores encontram-se em tempo real sobre o controlo direto, e à distância, do OS pelo sinal de AGC [2]. O sinal de AGC visa ajustar a produção de energia de várias unidades electroprodutoras, isto é, a potência ativa das unidades de geração em função da mudança de carga no SE [2].

O regulador central instalado no GGS tem como função principal assegurar o controlo de potência-frequência de modo a garantir a correta exploração do Sistema Elétrico Nacional (SEN), assegurando o abastecimento e segurança da operação da rede elétrica a curto e médio prazo [39]. O regulador central tem como objetivo: “manter dentro dos limites do razoável, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado; colaborar na manutenção da frequência conjunta; ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal” [39].

A reserva de regulação secundária deverá ser ativada em não mais do que 30 segundos e a sua atuação deverá ser completada e/ou substituída pela ação da regulação terciária no máximo em 5 minutos, aquando da perda de um grupo gerador importante [39]. No entanto, quando a potência de reserva de regulação secundária a subir não for suficiente para assegurar a perda máxima de produção de uma falha simples (como por exemplo, uma falha no maior grupo gerador de uma região), a reserva de regulação terciária deverá garantir a diferença de potência necessária [39].

3.3.1.3 Reserva Manual de Restauração de Frequência, Reserva de Regulação Terciária ou Reserva de Regulação

Na presença de um incidente no SEN que seja capaz de esgotar a reserva secundária e primária, o SEN deverá possuir uma reserva de potência terciária que possibilite garantir a continuidade do abastecimento e segurança de operação do sistema elétrico, numa escala de curto e médio prazo para o horizonte do período de programação em questão [39]. Neste sentido, a reserva de regulação consiste na variação máxima de potência ativa que as UFs que integram uma área de balanço podem subir ou descer [39]. Esta variação encontra-se associada à mais elevada perda de capacidade de produção ou consumo que o sistema poderá ter de suportar, em cada período de programação [39], [58].

A potência mobilizada ou desmobilizada de reserva terciária pelas UFs que pertencem à Área de Balanço são realizadas através de ordens de despacho [39].

Sempre que a produção prevista no último programa diferencie-se do consumo previsto pelo GGS, são realizadas ordens de despacho para mobilização ou desmobilização da produção/consumo das áreas de balanço, que permitem verificar o equilíbrio entre a geração e o consumo [59].

A reserva de regulação terciária visa complementar e/ou substituir a reserva secundária [39], [55], [58], [60].

Como a evolução do sistema elétrico ao longo do tempo é dinâmico, é sempre necessário a garantia de reserva secundária para fazer face aos desvios de frequência existentes num curto espaço de tempo uma vez que estas unidades electroprodutoras apresentam uma taxa de *ramping* superior às centrais de reserva de regulação terciária. Neste sentido, as UFs fornecedoras de reserva de regulação terciária visam libertar UFs prestadoras de serviço de reserva secundária para se encontrarem disponíveis quando necessária.

A restituição dos níveis de reserva primária e secundária são realizados através de ordens de instruções de despacho que tem em consideração as capacidades técnicas de cada UF que integram a Área de Balanço [39].

A prestação do serviço de reserva de regulação é realizado por todos os Agentes de Mercado que possuam áreas de balanço, estando obrigados apresentar toda a sua reserva de regulação disponível (a subir ou a baixar), para cada período de programação, no mercado de ofertas de reserva de regulação [39].

Na seguinte figura verifica-se os diversos critérios associados aos serviços de reserva [58]. A presente figura ilustra a sequência de ativação dos diferentes serviços de reserva o longo do tempo após a ocorrência de um incidente que tenha provocado um desvio de frequência na rede elétrica [58].

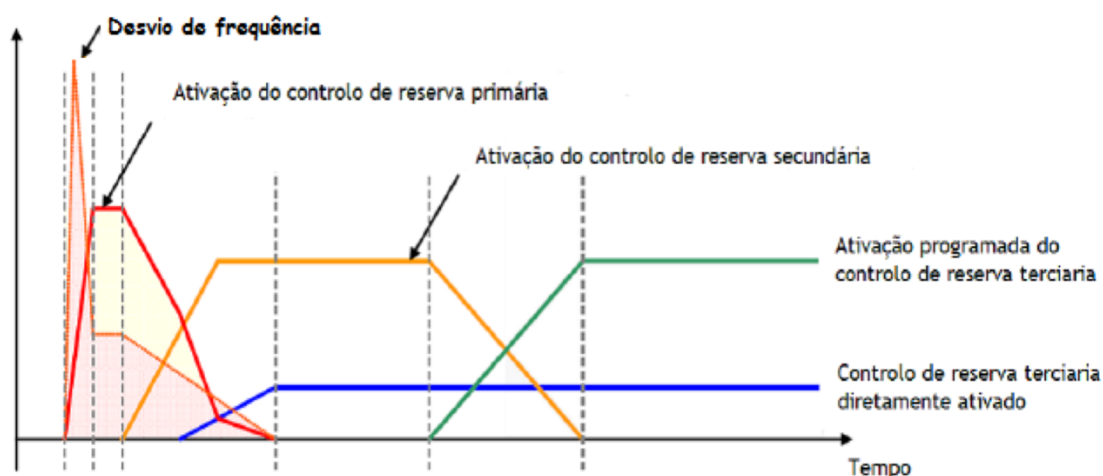


Figura 3.1 - Ativação de reservas após uma perturbação (adaptada de: [55], [60]).

Pela Figura 3.1, é possível verificar que diferentes reservas cobrem diferentes intervalos de tempo [55]. Esta figura ilustra que na ocorrência de um desvio de frequência (linha a laranja) a reserva primária é ativada em alguns segundos após o incidente, tendo assim um reduzido período de ativação para estabilização do valor de frequência [55], [60]. Neste caso, verifica-se que esta reserva é insuficiente para retornar a frequência do sistema para o seu valor nominal [58]. Posteriormente, esta reserva é acompanhada pela reserva secundária (linha amarela) que é ativada em alguns minutos após a ocorrência do incidente [55], [58], [60]. A reserva secundária visa a repor a frequência do sistema no seu valor nominal e a manter, nos valores previstos, o trânsito de energia nas linhas de interligação com o objetivo que o programa diário seja viável [58].

A reserva terciária tem como objetivo substituir e completar a reserva secundária a restaurar o valor normal de frequência [58]. Existem dois tipos de ativação de reserva terciária. A ativação automática de reserva terciária (linha azul) que visa a necessidade de completar a atuação da reserva secundária, quando a ação desta é insuficiente na reposição da frequência no seu valor nominal. E a mobilização de reserva terciária pelo GGS (linha verde), que visa substituir e repor os níveis de reserva primária e secundária nos níveis normais anteriores à ativação, após se verificar a restituição e a estabilidade dos valores de frequência nos seus valores normais padrão [61]. Esta reserva é utilizada para desvios excecionalmente longos e de grandes dimensões [42]. A reserva de potência terciária deverá encontrar-se disponível em minutos [39], [58].

Estas reservas de energia são obtidas através do Mercado de Energia pelas UFs que se encontrem habilitadas tecnicamente para fornecerem estes serviços e que cumprem os critérios requisitados.

3.3.2. Controlo de Tensão e de Potência Reativa

O controlo de tensão consiste na manutenção dos níveis de tensão do sistema elétrico, através do fornecimento e/ou absorção de energia reativa pelos grupos geradores, de modo a manter a tensão dos distintos nós da rede dentro dos parâmetros estabelecidos para uma operação em condições de segurança e fiabilidade [39]. Este serviço ocorre no sentido de compensação de potência reativa face ao nível de tensão presente no sistema elétrico [62]. Por esta razão, o controlo de tensão constitui também um serviço essencial ao normal funcionamento do sistema elétrico.

A prestação do serviço de regulação de tensão é de carácter obrigatório e não remunerado, e é fornecido pelos produtores, ORD e consumidores diretamente conectados à RNT [39].

3.3.3. Reposição de Serviço ou *Black Start*

A reposição de serviço consiste na capacidade de algumas unidades produtoras entrarem em funcionamento, após uma situação de inoperacionalidade, sem o auxílio da rede elétrica ou de outra fonte de energia externa, após a interrupção do fornecimento de energia elétrica motivado por incidente de magnitude severa [39], [62], [63]. Este serviço é necessário à restauração do normal funcionamento do SEN após ocorrências de incidentes graves (locais ou nacionais) que causem a separação de parte da rede de transporte e a suspensão do abastecimento de energia numa área considerável da rede elétrica [39]. O GGS tem a responsabilidade de definir os planos de reposição de serviço, de modo a serem seguidos no momento em que ocorram os incidentes anteriormente mencionados [39]. O GGS coordena a reposição do fornecimento de eletricidade efetuado pelos diferentes agentes da cadeia de valor, no menor tempo possível, de forma segura e progressiva [39], [62].

3.4. Mercado de Contratação de Banda de Regulação Secundária

A reserva secundária necessária à regulação do SEN, é determinada pelo GGS para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados [39].

Os Agentes de Mercado às quais pertencem as UFs que se encontrem disponíveis e habilitadas para fornecer este serviço, devem participar no Mercado de Banda de Regulação Secundária através de ofertas de energia [39]. De acordo com o Regulamento de Operação das Redes (ROR), as ofertas são obrigatórias para todas as UFs capacitadas, qualificadas, habilitadas, disponíveis e credenciadas para a execução desta função [39]. As UFs que podem participar no fornecimento de reserva secundária deverão possuir uma capacidade total de regulação a subir e a descer, igual ou superior a 1 MW [39].

No decorrer da gestão do SEN, e de acordo com a variação de frequência e das necessidades da rede elétrica nacional, o regulador central do GGS emite um sinal de regulação de potência para as UFs em telerregulação [39]. Para o cumprimento do sinal de regulação emitido pelo regulador central, o GGS disporá dos meios adequados para responder às necessidades identificadas por este mesmo sinal, de modo a coordenar diretamente as UFs no fornecimento de potência [39]. Para o cumprimento das necessidades do sistema identificadas pelo sinal de regulação, o(s) valor(es) de potência deste sinal é repartido pelas diferentes UFs que realizam este serviço [39]. Desta forma, esta entidade divulgará às UFs os valores de potência que deverão fornecer em cada momento [39].

A contribuição de cada UF no SEN, na satisfação das necessidades do SEN, será determinada com base no Mercado de Banda de Regulação Secundária [39]. Neste mercado, todos os Agentes de Mercado farão as ofertas de banda de regulação secundária por cada UF e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte [39]. O Agente de Mercado é responsável pelo dever do cumprimento da entrega de potência de banda de regulação à qual se compromete oferecer em mercado por cada UF, no caso da(s) sua(s) oferta(s) ser(em) aceite [39]. A banda de regulação oferecida será discriminada por sentido de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda, em €/MW [39].

O GGS, por norma, estabelece e comunica antes das 18:00 horas de cada dia a todos os Agentes de Mercado, a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de programação do dia seguinte [39]. Assim como estabelece a razão requerida entre as bandas de regulação a subir e a baixar a oferecer e a banda de regulação secundária mínima a ser oferecida por oferta [39]. A comunicação das ofertas, por cada UF e para cada período de programação, deverá ser realizada entre as 19:00 e as 19:45 de cada dia [39]. De acordo com o MPGGS, os Agentes de Mercado na realização das suas ofertas deverão ter em consideração por oferta [39]:

- O rácio entre a Banda de Regulação Secundária a subir e a baixar estabelecidos pela GGS com uma tolerância de 5%;
- A banda de regulação secundária mínima estabelecida pela GGS a oferecer no bloco com preço mais baixo;
- Os limites técnicos por UF.

3.4.1. Mercado de Banda de Regulação Secundária

A participação de cada UF na realização do serviço de reserva secundária ocorre através do Mercado de Banda de Regulação Secundária [39]. Cada Agente de Mercado que possui UFs disponíveis e habilitadas para realizarem estes serviço, deve apresentar as suas ofertas por UF e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte [39]. Cada oferta realizada pelo Agente de Mercado deverá consistir na banda de regulação a subir e a descer, em MW, assim como o preço unitário da banda, em €/MW [39]. A valorização do serviço de reserva secundária é gratificada por banda de regulação secundária contratada e por energia de regulação secundária mobilizada [39]. No mercado de banda de regulação secundária, a banda de regulação contratada para cada UF é valorizada ao preço da última oferta aceite em cada horizonte de programação [39].

A energia de regulação secundária mobilizada, por cada UF, consiste na energia efetivamente fornecida ao SE pelas UFs em telerregulação quando ocorre uma perturbação [39]. A energia de regulação secundária é contabilizada por área de balanço e a sua remuneração realiza-se de acordo com o preço da última oferta de reserva de regulação terciária mobilizada em cada hora correspondente no mercado de reserva de regulação respetivo [39]. A valorização desta energia tem em consideração o seu sentido de regulação [39].

Capítulo 4 – Caso de Estudo

O presente capítulo descreve a metodologia implementada para o estudo da adequabilidade técnica de um agregado de VEs com funcionalidade V2G na prestação de serviços de reserva secundária no contexto português.

Neste capítulo pretende-se simular a operação de um AA, que agrega uma frota de VEs com tecnologia V2G, e que responde a um sinal AGC enviado pelo OS de 4 em 4 segundos. Para a concretização desta simulação, foi desenvolvido um modelo numérico em software Python de um AA que adquire em tempo real um sinal AGC e aciona remotamente um sistema V2G para a realização do serviço de reserva secundária. O desenvolvimento deste estudo, traduz a operação real de um sistema V2G e visa simular de um modo realista a resposta de um agregado de VEs na realização do serviço de reserva secundária. A Figura 4.2 ilustra a situação em estudo.

A simulação do AA permite interpretar o sentido de regulação a subir (*upward*) ou a descer (*downward*) do pedido do OS e a potência necessária a aplicar na frota de VEs (isto é, a potência que os VEs deverão fornecer ou absorver da rede elétrica) para a realização do serviço de reserva secundária.

Este estudo, tem como objetivo caracterizar o comportamento da frota de VEs, em termos de:

- 1) Adequabilidade da resposta do sistema V2G na receção de um sinal de AGC proveniente do OS (via AA);
- 2) Precisão e eficiência da resposta do sistema V2G na realização deste serviço, e;
- 3) Número ótimo de VEs que compõem uma frota em função da potência de funcionamento do sistema V2G.

Para esta investigação, estudou-se o funcionamento do sistema V2G para as potências de 2, 5 e 10 kW. Neste trabalho, a resposta simulada da frota de VEs foi comparada à resposta de duas UFs que provisionam, normalmente, o serviço de reserva secundária em Portugal. Esta comparação permitiu analisar a capacidade de resposta e a viabilidade técnica da frota de VEs face à resposta das centrais convencionais adequadas para a realização deste serviço. Esta dissertação integra assim, dois subcasos de estudo.

Em cada subcaso de estudo, analisou-se a sequência de 1 hora e de 2 horas do envio de sinais de AGC do OS para o AA.

O modelo numérico desenvolvido teve como objetivo minimizar as diferenças entre os valores de potência solicitada pelo OS e os efetivamente realizados (potência de saída dos sistemas V2G) pelo AA. Desta forma, pretendeu-se garantir que a potência efetivada por uma frota de VEs com capacidades V2G fosse idêntica à potência requisitada pelo OS (via AA). Adicionalmente, este projeto permitiu analisar se o tempo de todo processo (envio de ordem e alteração do fluxo de energia na rede) do modelo numérico na realização do serviço de reserva secundária, se encontrava dentro dos parâmetros especificados pelo MPGGS.

Como referido anteriormente, a reserva secundária consiste num serviço de tempo crítico em que as unidades de geração deverão ser tecnicamente adequadas para execução desta função. Neste sentido, torna-se fundamental o conhecimento das características técnicas de um sistema V2G, para o desenvolvimento de um modelo que traduza a operação deste tipo de sistemas em ambiente real.

Para simular a operação do AA o mais próximo da realidade, o sistema V2G em estudo neste projeto, foi baseado na caracterização técnica real de um modelo de um VE e de um EVSE, desenvolvido por Casaleiro et al., nomeadamente nos seguintes parâmetros:

- No tempo de resposta do sistema V2G. Este parâmetro caracteriza o intervalo de tempo necessário ao sistema para receber uma ordem de mudança de potência e registar o trânsito (estável) de energia na rede elétrica [64]. A equação (4.1) expressa o tempo de comunicação (tempo necessário para o EVSE receber remotamente o novo ponto de ajuste de energia) e o

tempo de resposta do próprio sistema V2G na implementação da nova ordem de variação de potência (o tempo necessário após a receção do novo ponto de ajuste para alterar o fluxo de energia) em função da potência requisitada [64].

$$\text{Tempo total de Resposta} = 0,26 \times |\Delta P| + 3,99 \text{ [s]}, \Delta P \in [1,9] \text{ kW} \quad (4.1)$$

Onde ΔP corresponde à variação de potência de funcionamento do sistema V2G.

- Potência de saída de corrente alternada (CA) no EVSE com base na potência requisitada ao sistema V2G (P_{set}). As seguintes equações expressam as regressões lineares da potência de saída em CA do EVSE para o modo de carregamento e de descarregamento do sistema V2G.

$$CA_{\text{carga}} = 1,011 \times P_{\text{set}} + 0,578 \text{ [kW]}, P_{\text{set}} \in [1,9] \text{ kW} \quad (4.2)$$

$$CA_{\text{descarga}} = 0,926 \times P_{\text{set}} - 0,578 \text{ [kW]}, P_{\text{set}} \in [2,10] \text{ kW} \quad (4.3)$$

O VE comercial utilizado no modelo caracterizado em [64], foi um Nissan Leaf (modelo 2015) com uma bateria de ião de lítio padrão de 24 kWh. O EVSE consiste num modelo comercial de carregamento exterior V2G, baseado no protocolo de carregamento rápido CHAdeMO [64]. Este carregador apresenta uma potência e corrente nominal de 10 kW e 25 A [64]. No entanto, a potência de funcionamento do EVSE pode variar entre 0 a 10 kW em ambos os modos (carga e descarga).

De acordo com [64], o sistema V2G no modo de carregamento, satura para pontos de ajuste superiores a 9 kW e para a corrente nominal de 23 A [64]. Assim, o EVSE apenas pode variar a sua potência entre 1 e 9 kW [64]. A saturação da corrente nominal a 23 A, possivelmente ocorre para garantir que a potência em CA do EVSE não ultrapasse a potência nominal do equipamento de 10 kW [64].

Este projeto explora a solução em que o AA de VEs controla diretamente o carregamento de cada VE conectado em cada ponto de carregamento.

Neste caso de estudo, foi assumido que todos os VEs são parte integrante de sistemas V2G tecnicamente iguais. O modelo de operação proposto, assume que cada VE se conecta a cada poste de carregamento externo EVSE e, define que o envio de cada ordem por parte do AA é enviado para todos os conjuntos de sistemas V2G uniformemente e no mesmo instante de tempo. Desta forma, todos os sistemas V2G apresentam o mesmo tempo de resposta uma vez que se assume que todos os conjuntos de sistema se comportam de acordo com a caracterização realizada em [64]. Sendo, portanto, o tempo de resposta de um VE igual ao tempo de resposta da frota de VEs. No entanto, para estudar o tempo total de resposta do sistema V2G face às ordens enviadas pelo AA para a realização do serviço de reserva secundária, é de notar que a capacidade de resposta do AA compreende: adquirir uma ordem ($\Delta\text{set-point}$); enviar uma ordem ao sistema V2G; obter a resposta do sistema V2G; e estar preparado para receber uma nova ordem. A Figura 4.1 esquematiza as diferentes etapas de processo no estudo da capacidade de resposta do sistema.

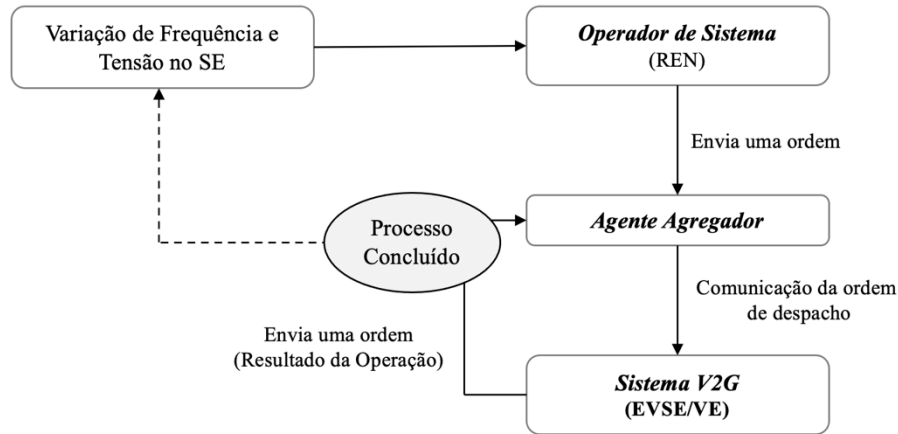


Figura 4.1 - Representação esquemática dos processos principais no estudo de capacidade de resposta do sistema.

Nesta dissertação, o algoritmo de gestão operacional é baseado na estratégia de capacidade de oferta de banda de regulação secundária em ambas direções de reserva, regulação para subir (*upward*) e regulação para descer (*downward*) uma vez que o sistema V2G permite este tipo de operação. Desta forma, o nível de injeção ou consumo do VE (e no geral, da frota de VEs) pode ser aumentado ou diminuído ((des)carregue mais ou menos) em função da potência solicitada. Devido a este facto, é necessário que seja redefinido ao longo do tempo o ponto de operação da frota de VEs e de funcionamento de cada sistema V2G.

A regulação para subir (*upward*) ou para descer (*downward*), pode existir tanto no modo de carregamento ou descarregamento do VE. Estes dois mecanismos compreendem a regulação que pode ocorrer face ao ponto atual de funcionamento das próprias baterias dos VEs. A regulação para subir (*upward*), é compreendida como mais potência entregue à rede elétrica (reduzir o consumo se em modo de carga ou aumentar a injeção se em modo de descarga). A regulação para descer (*downward*) é definida como menos potência entregue à rede (aumentar o consumo se em modo de carga ou diminuir a injeção se em modo de descarga). Querendo isto dizer, que face ao ponto de funcionamento dos VEs, estes apresentarão o seguinte estado:

Tabela 4.1 – Mecanismos de regulação de banda de reserva secundária em função do modo de funcionamento da frota de VEs ou do sistema V2G.

Regulação/Modo	Carregamento	Descarregamento
<i>Upward</i>	Carregar menos	Descarregar mais
<i>Downward</i>	Carregar mais	Descarregar menos

Neste algoritmo, considera-se que cada VE apresenta sempre disponibilidade para fornecimento do serviço de reserva secundária e aptidão para adquirir o pedido de ajuste. Entendendo-se por disponibilidade o facto de o VE estar ligado à rede (através de um ponto de carregamento) e na condição de poder fornecer ou receber energia elétrica. Assim, o AA encontra-se sempre apto para oferecer reserva durante o(s) intervalo(s) contratado(s), mantendo desta forma sempre o ponto de operação da frota de VEs necessário para os requisitos solicitados. Assume-se também que a taxa de carregamento atribuída a cada VE, em cada intervalo, é constante ao longo do intervalo de tempo avaliado e que a conexão à rede elétrica se prolonga desde o início ao fim desse período, significando que não pode ser interrompido pelo utilizador do VE.

Neste modelo, é considerado que cada VE apresenta flexibilidade de potência para permitir a regulação para subir (*upward*) ou para descer (*downward*), no fornecimento do serviço de reserva, em qualquer momento. Diminuindo ou aumentando assim, o consumo ou injeção de potência do VE consoante as

necessidades da rede elétrica portuguesa. Contudo, é necessário considerar-se neste projeto que durante cada hora de programação, a regulação de reserva secundária poderá alterar o seu sentido.

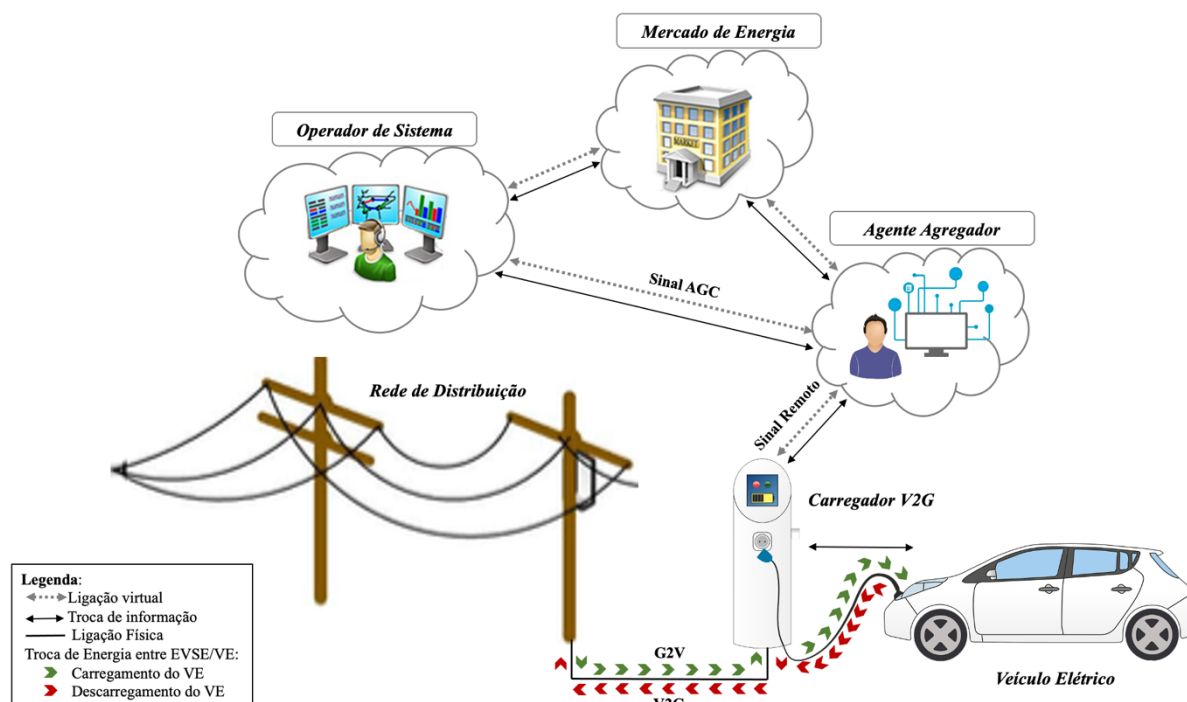


Figura 4.2 - Representação esquemática das ligações existentes entre as diferentes entidades envolvidas no presente caso de estudo.

4.1. Metodologia

A metodologia implementada nesta dissertação permitiu analisar o tempo de resposta e a potência efetivamente entregue por diferentes tecnologias a prestar o serviço de reserva secundária. A análise do sincronismo entre séries temporais (set-point e respetiva resposta), permite avaliar o atraso da resposta bem como o desvio da potência efetivamente entregue face à requisitada através do sinal AGC enviado pelo OS.

Para se analisar o grau de sincronismo entre duas séries temporais, diferentes métodos estatísticos podem ser utilizados. No entanto, dependendo da forma e de como se comportam as variáveis, existem métodos estatísticos mais adequados para os dados em estudo [65]. Nesta dissertação, considerou-se a utilização de métricas de coeficientes de correlação uma vez que a correlação entre duas variáveis num contexto de séries temporais permite analisar o grau de semelhança entre estes parâmetros.

As métricas analisadas consistem na correlação de *Pearson*, o *p-value* e a correlação cruzada de período desfasado.

4.1.1 Correlação de *Pearson*

O coeficiente de correlação de *Pearson*, representado por r , é uma medida de direção e grau que mede como duas séries temporais covariam ao longo do tempo, ou seja, mede a intensidade como estas duas variáveis, de tipo quantitativo, se associam linearmente [66],[67]. Esta correlação é uma medida global de sincronização que reduz a relação entre duas séries temporais em um único valor [66]. O coeficiente de correlação de *Pearson*, assume valores entre -1 e 1 [66], [67], [5]. Quanto maior for o valor de r , em módulo, maior será o grau de associação linear entre as variáveis [67]. No entanto, o sinal de cada coeficiente de correlação indica a direção da relação entre as duas variáveis, pressupondo que se as duas

variáveis aumentarem ou diminuïrem mutuamente existe uma associaçaõ linear positiva entre as mesmas [67], [69]. Sendo entãõ, o valor do coeficiente de *Pearson* um valor positivo [67], [69]. Porãem, no caso, em que os valores de uma das variáveis aumentam e os da outra variável diminuem, originam assim um valor de coeficiente r negativo e indicam uma associaçaõ linear negativa entre as duas variáveis [67], [69]. No entanto, um coeficiente prõximo de zero indica que nãõ há relaçaõ entre as duas variáveis e quanto mais prõximo de 1 ou -1 mais forte é a relaçaõ de intensidade de associaçaõ linear entre as duas variáveis [66].

A correlaçãõ de *Pearson* nãõ indica a relaçaõ de causa-efeito entre variáveis uma vez que outras variáveis que nãõ foram alvo de estudo podem influenciar as variáveis em análise [67]. Neste sentido, esta correlaçãõ apenas indica se as variáveis se movem ou nãõ em conjunto [67].

Esta métrica de sincronizaçaõ nãõ permite analisar a dinâmica da séries temporal, nãõ fornecendo qualquer informaçaõ sobre a direccionalidade entre duas séries temporais, como por exemplo, a série líder (a que ocorre em primeiro lugar) e a seguidora [66].

Esta métrica de avaliaçaõ possui duas desvantagens. A primeira consiste que esta é uma medida sensível uma vez que valores estranhos e de *outliers*, ou seja, valores muito maiores ou menores que os restantes, podem influenciar os resultados de estimativa de correlaçãõ [66], [67]. Por esta razãõ, o coeficiente de correlaçãõ de *Pearson* deverã ser interpretado com o devido cuidado [67]. E, antes da sua estimativa é aconselhãvel a realizaçaõ prãvia de um diagrama de dispersãõ, permitindo a identificaçaõ de valores falaciosos (*outliers*) [67]. A segunda desvantagem é que este procedimento métrico assume que a variãncia dos seus dados é homogãnea em todo o intervalo de dados [66].

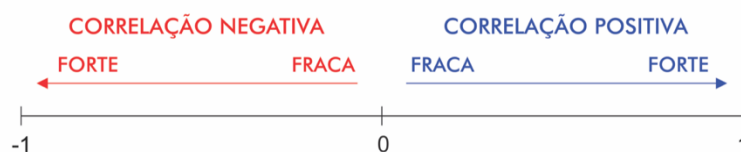


Figura 4.3 - Escala de valores do coeficiente de *Pearson* (adaptado de: [65]).

4.1.2 *P-value*

O *p-value* consiste num teste estatístico que também permite estabelecer a relaçaõ entre duas séries temporais [70]. Enquanto a correlaçãõ de *Pearson* permite analisar a existãncia de relaçaõ entre estas duas séries, o *p-value* indica se o resultado experimental é estatisticamente significativo [70].

O *p-value* representa a probabilidade de nãõ existir uma relaçaõ linear entre duas variáveis em análise. Esta premissa consiste na hipótese nula [70]–[72]. A rejeiçaõ da hipótese nula indica que os seus resultados sãõ estatisticamente significativos existindo realmente uma relaçaõ entre as variáveis. O valor de *p-value* indica se o coeficiente de correlaçãõ é significativamente diferente de zero [70], [72]–[74]. O *p-value* é um número entre 0 e 1 que representa a probabilidade da hipótese nula ser verdadeira [70], [73]. Deve ter-se em consideraçaõ que embora o *p-value* estabeleça a relaçaõ entre variáveis, este teste estatístico nãõ analisa a causalidade entre variáveis [70]. Como por exemplo, o facto de duas variáveis serem severamente correlacionadas, pode compreender diversas explicaçaõs possíveis para esta correlaçãõ, podendo estas ter ou nãõ uma relaçaõ de causalidade, ou alãem disso apresentar uma conexãõ indireta [70], [71]. Por esta razãõ, deverã ter-se em atençaõ na sua correta interpretaçaõ [70].

4.1.3 Correlação Cruzada de Período Desfasado

A correlação cruzada de período desfasado no tempo, deriva do inglês *Time Lagged Cross Correlation* (TLCC), permite identificar a direccionalidade entre duas séries temporais, assim como a série líder que inicia uma resposta que é repetida por uma série seguidora [66]. Esta métrica implementa num vetor de série temporal um deslocamento móvel incremental e, ao mesmo tempo que este deslocamento integrado no vetor avança no tempo é repetida a estimativa da correlação entre as duas variáveis [66]. Querendo isto dizer, que a correlação cruzada essencialmente permite de forma dinâmica deslizar uma série temporal sobre a outra.

Se o deslocamento³⁰ entre as duas séries temporais for nulo, estas sobrepõem-se e nesse momento, as correlações de pico³¹ das duas séries encontram-se no centro da figura, como representado na Figura 4.4, o que indica que as duas séries temporais se encontram (perfeitamente) sincronizadas, sendo a sua correlação máxima [66]. E nesse preciso instante, o deslocamento necessário para as duas séries se encontrarem em fase é igual ao atraso de tempo da série, ou seja, é nulo [75]. Por outro lado, se uma série temporal liderar outra a correlação de pico pode estar em um deslocamento diferente de zero [66]. Podendo afirmar-se que quando ambas as séries temporais são idênticas, a correlação é máxima. E, quando as séries temporais não coincidem a correlação diminui [75].

Através da observação das correlações cruzadas é possível ter a perceção de qual é a série temporal que ocorre em primeiro lugar [66].

No contexto desta dissertação, a série líder consiste nas ordens de set-point enviadas pelo OS (i.e., os sinais enviados pelo OS) e a série seguidora representa a resposta da frota de VEs, e das unidades electroprodutoras convencionais [66].

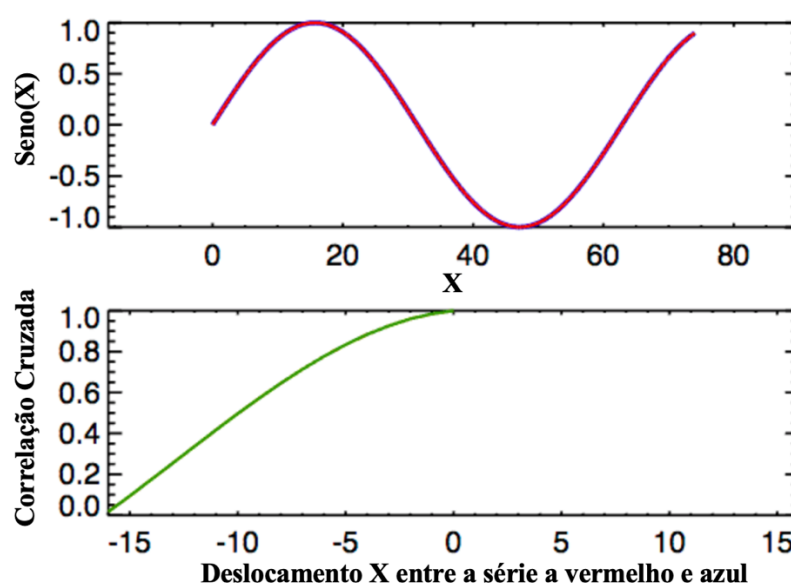


Figura 4.4 - Exemplo da aplicação de correlação cruzada em duas séries temporais, e a correlação associada ao deslocamento da série a vermelho face à azul (adaptado de: [66]).

³⁰ O deslocamento consiste no desfasamento em relação à origem dos tempos, existente entre a série seguidora face à série líder.

³¹ A correlação de pico consiste na correlação máxima verificada entre as duas séries temporais.

4.2. Modelo Numérico

O modelo numérico foi desenvolvido através da linguagem de programação Python, utilizando a plataforma Spyder 3.3.6. Como mencionado anteriormente, pretende-se através deste modelo, simular:

- 1) A receção de ordens providas de um OS para o AA;
- 2) A comunicação entre o AA e um sistema V2G e;
- 3) Aquisição de uma resposta (resultado da operação) por parte deste sistema e do AA. Consistindo este resultado na exatidão do número de VEs necessários a ativar, a potência (CA e CC) final efetivada por toda a frota, o tempo de simulação do sistema V2G e o tempo que todo o processo necessita para estar preparado para a receção da nova ordem. (i.e., todo o processo de agregação e resposta).

O primeiro passo consistiu em computar a simulação da aquisição de set-points em tempo real, também denominado como ordens de envio, provenientes do OS para o AA. Esta simulação de acesso aos valores de set-point foi realizada através de duas séries de dados de set-point versus resposta da respetiva unidade para onde foram enviados.

O set-point consiste no valor de potência para o qual as unidades electroprodutoras deveriam variar a sua produção. A variável potência compreende a potência que estas mesmas UFs electroprodutoras operaram na realidade face ao set-point enviado pelo OS. O Δ set-point consiste na variação de potência que a UF efetivou entre dois instantes de tempo.

Para este estudo, a principal variável para efeitos de cálculo foi a potência de set-point uma vez que esta consiste nas ordens enviadas pelo OS, com uma frequência de envio de 4 em 4 segundos.

Inicialmente, através do *software* Python importaram-se todas as séries temporais de sinais AGC (set-points de potência) para a memória deste programa. Por meio dos dados importados, simulou-se a receção das ordens enviadas pelo OS para o AA através de um contador que interferia na lista importada de set-points. Com o objetivo de o modelo ser o mais realista possível, este contador foi executado em função do tempo que o AA em cada iteração demorava a realizar todos os procedimentos (i.e., receção da ordem de envio pelo OS, despacho de uma ordem por parte do AA para o sistema V2G e o cálculo da exatidão do número de VEs necessários e respetiva efetivação da ordem). O acesso à nova posição de set-points era, portanto, determinado pelo intervalo de tempo decorrente da iteração anterior uma vez que só nesse instante era possível receber a nova ordem.

O contador é definido pelas funções de tempo que compreendem o tempo decorrido final de toda a operação. Ou seja, a diferença de tempo ocorrido entre dois momentos que caracterizam todo o processo do AA receber uma ordem e obter o resultado final de operação (*delay*). O facto de o contador analisar o tempo total de cada iteração permite que no caso em que este tempo supere a frequência de envio de 4 segundos das ordens, seja possível analisar do mesmo modo a nova posição (do novo set-point). Esta possibilidade ocorre devido ao facto do acesso à potência solicitada de set-point em todos os momentos pelo OS ser enviada, apesar da requisição de diferentes ordens efetuar-se de 4 em 4 segundos.

Na situação em que não se realize este ajuste de tempo por parte do contador, ao longo das iterações verificar-se-á um atraso. Esta lógica é, portanto, realizada para que todo o processo não se encontre em atraso e que a simulação seja realizada o mais realista possível.

O AA em cada ordem de envio, analisa a variação de potência que será necessária implementar na frota de VEs. Esta variação de potência consiste na diferença entre ordem de set-point atual recebida e a ordem de set-point anterior efetivada (ordem de set-point da iteração anterior) (P). No entanto, a variação de potência obtida pela diferença entre ordens (set-points) deverá ser implementada face ao ponto de operação da frota elétrica atual, resultando desta forma uma nova potência de operação (tot_P). Para efeitos gráficos, foi assumido por convenção de sinais que o modo de funcionamento do sistema V2G compreende:

- Uma ordem de descarga do sistema V2G (o VE entrega potência à rede elétrica), caso tot_P seja superior a zero e;
- Uma ordem de carregamento, caso tot_P seja inferior a zero uma vez que se está a realizar um consumo na rede.

O funcionamento de uma UF electroprodutora convencional, distingue-se do modo de operação de uma UV de VEs. Enquanto as UFs electroprodutoras implementam diretamente o pedido do OS através da regulação a subir ou a descer de produção de energia. Os VEs integrados em sistemas de carregamento bidirecional necessitam analisar o seu modo de funcionamento (carregamento ou descarregamento), para além do sentido de regulação do serviço de reserva secundária. O modo de operação de uma frota de VEs é diferente e mais complexo que o funcionamento das UFs electroprodutoras uma vez que a nova potência de funcionamento poderá ser realizada a partir de:

- Um ponto de operação de descarregamento para um novo ponto de funcionamento também de descarga, ou;
- Um ponto de operação de carregamento para um novo ponto de funcionamento de carga, ou;
- De um ponto de operação de descarregamento (carregamento) para um novo ponto de funcionamento de carga (descarga);

Porém, quando o contador acede à nova ordem, se esta for igual à anterior (i.e., a variação de potência de set-point é nula), o ponto de operação da frota de VEs e o modo de funcionamento do sistema V2G serão os mesmos. Na ocorrência, em que a diferença entre o set-point atual e o anterior seja diferente de zero, o AA analisa a nova ordem face ao ponto de operação da frota de VEs. A análise da nova relação entre a nova ordem e o ponto de operação da frota, tot_P , permitirá analisar o novo modo de funcionamento da frota de VEs, assim como efetivar a potência solicitada pelo OS.

Após o conhecimento do novo modo de operação e da potência a efetivar na rede elétrica, o AA envia uma ordem (de carga, descarga ou manter o seu modo de operação, assim como da potência de funcionamento do poste EVSE) a cada sistema V2G. De modo, a simular-se o funcionamento do sistema V2G foi realizada uma *black-box* que compreende um módulo que permite a otimização paralela de funções. Este módulo permite simular o funcionamento do sistema V2G por meio de parâmetros de entrada que retornam os valores de decisão da função, de acordo com as condições de operação do sistema caracterizadas por [64]. Após cada sistema V2G terminar de executar o processo de receber a ordem e efetivar a energia na rede elétrica, o AA recebe os valores de decisão da função, ou seja, os parâmetros de saída do sistema. Os parâmetros de saída do sistema V2G compreendem: a informação de potência de saída de CA e CC do conjunto par EVSE/VE; o intervalo de tempo que este mesmo sistema demorou ao receber a ordem e a efetivá-la; e o tempo decorrido desde o início de toda a operação até ao momento em que o sistema V2G efetivou a potência solicitada na rede elétrica e se encontrou apto para receber uma nova ordem.

Com a informação recolhida da *black-box*, o AA determina o número exato total de VEs que são necessários acionar, a potência CA e CC realmente efetivada na rede elétrica por todos os VEs, o intervalo de tempo que foi necessário para realizar toda a operação, e o tempo imprescindível para o sistema V2G se encontrar apto para adquirir e analisar um novo set-point (ordem). Estes parâmetros determinados pelo AA consistem no resultado da operação.

A Figura 4.5 representa o modelo de otimização de entrega de energia e potência desenvolvido na presente dissertação.

Por fim, após obtidos os resultados referentes à frota de VEs, analisou-se o sincronismo entre as ordens enviadas e a resposta efetivada. Para efeitos de comparação o mesmo procedimento foi aplicado para as UFs.

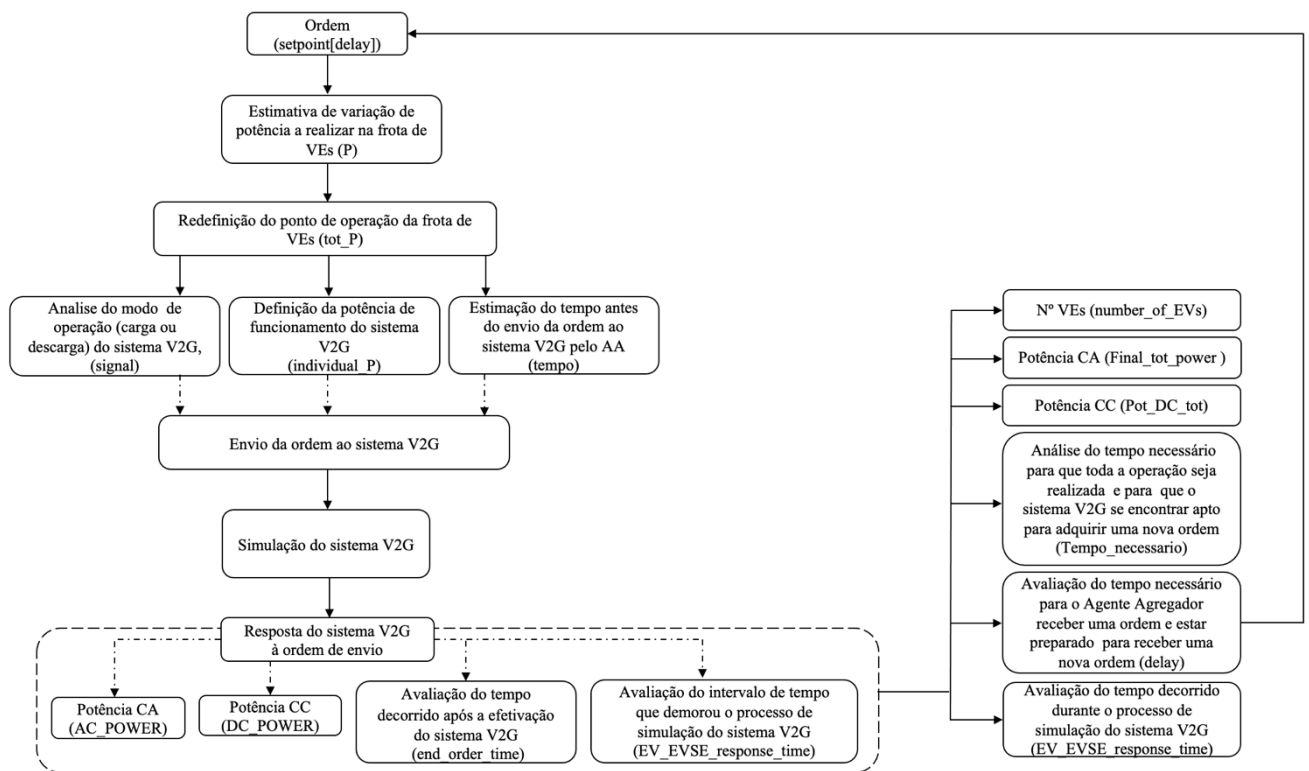


Figura 4.5 - Representação esquemática do modelo de otimização de entrega de energia e potência desenvolvido na presente dissertação, sendo indicado as diferentes etapas (setas contínuas) e as variáveis de entrada e saída (setas a tracejado).

Capítulo 5 – Resultados e Discussão

(Confidencial)

Capítulo 6 – Conclusão

(Confidencial)

Capítulo 7 - Referências

- [1] Presidência do Conselho de Ministros, «Decreto-Lei n.º 85/2019 de 1 de julho», *Diário da República n.º 123/2019, Série I de 2019-07-01*, pp. 3208–3299, 01-Jul- 2019.
- [2] Rocha Almeida, P.M.; Peças Lopes, J.A.; Soares, F.J.; e Vasconcelos, M.H., «Automatic Generation Control Operation with Electric Vehicles», em *Proceedings of 2010 IREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (IREP)*, 2010.
- [3] Borne, O.; Korte, K.; Perez, Y.; Petit, M.; e Purkus, A., «Barriers to entry in frequency-regulation services markets: Review of the status quo and options for improvements», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 605–614, 2018.
- [4] Kempton, W. e Tomić, J., «Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue», *J. Power Sources*, vol. 144, n. 1, pp. 268–279, 2005.
- [5] Hu, J.; Morais, H.; Sousa, T.; e Lind, M., «Electric vehicle fleet management in smart grids: A review of services, optimization and control aspects», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 1207–1226, 2016.
- [6] Andersen, P.B.; Sousa, T.; Thingvad, A.; Berthou, L.S.; e Kulahci, M., «Added Value of Individual Flexibility Profiles of Electric Vehicle Users For Ancillary Services», em *Proceedings of 2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, 2018, pp. 1–6.
- [7] Martinenas, S.; Marinelli, M.; Andersen, P.B.; e Træholt, C., «Evaluation of Electric Vehicle Charging Controllability for Provision of Time Critical Grid Services», em *Proceedings of 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2016, pp. 1–5.
- [8] Tamis, M.; Hoed, R. van den; e Thorsdottir, H., «Smart Charging in the Netherlands», em *Proceedings of European Battery, Hybrid & Electric Fuel Cell Electric Vehicle Congress*, 2017, pp. 1–10.
- [9] Kempton, W. e Letendre, S.E., «Electric vehicles as a new power source for electric utilities», *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 2, n. 3, pp. 157–175, 1997.
- [10] Andersen, P.B.; Hashemi Toghroljerdi, S.; Sousa, T.; Sørensen, T.M.; Noel, L.; e Christensen, B., «Cross-brand validation of grid services using V2G-enabled vehicles in the Parker project», em *Proceedings of 31st International Electric Vehicles Symposium & Exhibition & International Electric Vehicle Technology Conference 2018*, 2018, pp. 1–5.
- [11] Kempton, W. e Tomić, J., «Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy», *J. Power Sources*, vol. 144, n. 1, pp. 280–294, 2005.
- [12] Zecchino, A.; Thingvad, A.; Andersen, P.B.; e Marinelli, M., «Suitability of Commercial V2G CHAdeMO Chargers for Grid Services», em *Proceedings of EVS 31 & EVTeC 2018*, 2018, pp. 1–7.

- [13] Andersen, P.B.; Hashemi Toghroljerdi, S.; Sørensen, T.M.; Christensen, B.E.; Høj, J.C.M.L.; e Zecchino, A., «The Parker Project», Dinamarca, 2019.
- [14] Reynolds, P. *et al.*, «V2G Global Roadtrip: Around the World in 50 Projects», Reino Unido, 2018.
- [15] Lima, N., «Comparação de Estratégias de Carregamento de Veículos Elétricos», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012. [Online]. Disponível em: https://paginas.fe.up.pt/~ee07127/wp-content/uploads/2012/03/Dissertacao_NunoLima_ee07127.pdf. [Acedido: 23-Abr-2021].
- [16] Kristoffersen, T.K.; Capión, K.E.; e Meibom, P., «Optimal charging of electric drive vehicles in a market environment», *Appl. Energy*, vol. 88, n. 5, pp. 1940–1948, 2011.
- [17] Bessa, R.J.; Matos, M.A.; Soares, F.J.; e Peças Lopes, J.A., «Optimized Bidding of a EV Aggregation Agent in the Electricity Market», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, n. 1, pp. 443–452, 2012.
- [18] Camus, C.; Farias, T.; e Esteves, J., «Potential impacts assessment of plug-in electric vehicles on the Portuguese energy market», *Energy Policy*, vol. 39, n. 10, pp. 5883–5897, 2011.
- [19] Thorsdottir, H., «me2», 04-Out-2017. [Online]. Disponível em: <https://amsterdamsmartcity.com/projects/me2>. [Acedido: 24-Nov-2018].
- [20] Camus, C.; Farias, T.; e Esteves, J., «Potential impacts assessment of plug-in electric vehicles on the Portuguese energy market», *Energy Policy*, vol. 39, n. 10, pp. 5883–5897, 2011.
- [21] Bessa, R.J. e Matos, M.A., «Optimization models for an EV aggregator selling secondary reserve in the electricity market», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 106, pp. 36–50, 2014.
- [22] USEF Foundation, «Smart Solar Charging», 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.usef.energy/implementations/smart-solar-charging/>. [Acedido: 08-Jan-2019].
- [23] USI, «About Smart Solar Charging». [Online]. Disponível em: <https://smartsolarcharging.eu/en/about-smart-solar-charging/>. [Acedido: 08-Jan-2019].
- [24] BMW Group, «Green light for the Bidirectional Charging Management – BCM consortium research project led by the BMW Group: electric vehicles enable more efficient use of green energy while also boosting power supply reliability.» Munique, Alemanha, pp. 1–5, 08-Nov-2019.
- [25] Sánchez-Martín, P.; Lumbreras, S.; e Alberdi-Alén, A., «Stochastic Programming Applied to EV Charging Points for Energy and Reserve Service Markets», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n. 1, pp. 198–205, 2016.
- [26] Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia, «Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativa a regras comuns para o mercado interno

- da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE», *J. Of. da União Eur.*, pp. 125–199, 2019.
- [27] Soares, T.; Sousa, T.; Andersen, P.B.; e Pinson, P., «Optimal offering strategy of an EV aggregator in the frequency-controlled normal operation reserve market», em *Proceedings of 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2018, pp. 1–6.
 - [28] Bessa, R.J. e Matos, M.A., «Optimization Models for EV Aggregator Participation in a Manual Reserve Market», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n. 3, pp. 3085–3095, 2013.
 - [29] Iria, J.; Soares, F.; e Matos, M., «Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets», *Appl. Energy*, vol. 238, pp. 1361–1372, 2019.
 - [30] Zalzar, S.; Shafiyi, M.; Yousefi-Talouki, A.; e Ghazizadeh, M.S., «A smart charging algorithm for integration of EVs in providing primary reserve as manageable demand-side resources», *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 27, n. 4, p. e2283, 2017.
 - [31] Hoogvliet, T.W.; Litjens, G.B.M.A.; e van Sark, W.G.J.H.M., «Provision of regulating- and reserve power by electric vehicle owners in the Dutch market», *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 1008–1019, 2017.
 - [32] Frade, P.M.S.; Santana, J.J.E.; Shafie-khah, M.; e Catalão, J.P.S., «Impact of tertiary reserve sharing in Portugal», *Util. Policy*, vol. 55, pp. 167–177, 2018.
 - [33] Iria, J.P.; Soares, F.J.; e Matos, M.A., «Trading Small Prosumers Flexibility in the Energy and Tertiary Reserve Markets», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n. 3, pp. 2371–2382, 2019.
 - [34] Sarker, M.R.; Dvorkin, Y.; e Ortega-Vazquez, M.A., «Optimal Participation of an Electric Vehicle Aggregator in Day-Ahead Energy and Reserve Markets», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n. 5, pp. 3506–3515, 2016.
 - [35] Christensen, B.; Trahand, M.; Andersen, P.B.; Olesen, O.J. ; e Thingvad, A., «Integration of new technology in the ancillary service markets», Dinamarca, 2018.
 - [36] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), «Mercado». [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>. [Acedido: 29-Jun-2020].
 - [37] Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), «Mercado Ibérico da Energia Elétrica – MIBEL». [Online]. Disponível em: <https://www.mibel.com>. [Acedido: 18-Jul-2020].
 - [38] Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E), «Former Associations», 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/#union-for-the-coordination-of-the-transmission-of-electricity-ucte>. [Acedido: 13-Jul-2020].
 - [39] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), «Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema». pp. 1–244, Mai-2020.
 - [40] Häger, U.; Rehtanz, C.; e Voropai, N., *Monitoring, Control and Protection of Interconnected*

Power Systems. Springer, 2014.

- [41] Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E), «ENTSO-E Mission Statement».
- [42] Carneiro, C., «Mecanismos de funcionamento do Mercado de Serviços de Sistema - aplicação ao MIBEL», Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2016. [Online]. Disponível em: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/10644/1/DM_CeliaCarneiro_2016_MEESE.pdf. [Acedido: 04-Abr-2021].
- [43] Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E), «System Operations Committee», 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/about/system-operations/>. [Acedido: 13-Jul-2020].
- [44] Conselho de Reguladores do MIBEL, «Descrição do Funcionamento do MIBEL». pp. 1–243, 2009.
- [45] Santana, J. e Castro, R., «Basics on the Economic Assessment of the Power System», 2016.
- [46] Sá da Costa, A., «O que é o mercado de eletricidade?», *O Jornal Económico*, Lisboa, 24-Mai-2019.
- [47] Carvalho, J., «Promoção da produção de energia de origem renovável através de contratos por diferenças», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, 2017. [Online]. Disponível em: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/32025/1/ulfc124315_tm_João_Carvalho.pdf. [Acedido: 12-Mar-2021].
- [48] OMIP-Pólo Português, S.G.M.R., S.A., «Regulamento Da Negociação». pp. 1–42, 29-Jun-2018.
- [49] Xavier, F., «Contratação Bilateral vs Mercado em Bolsa: Negociação através de Gestão Dinâmica de Preço e Volume de Energia Eólica», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2019. [Online]. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/72306/1/Xavier_2019.pdf. [Acedido: 04-Abr-2021].
- [50] Redes Energéticas Nacionais (REN), «MIBEL», 2014. [Online]. Disponível em: <https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/default.aspx>. [Acedido: 18-Jul-2020].
- [51] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), «Transporte». [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/en/electricity/functioning-pt/transporte/>. [Acedido: 17-Fev-2021].
- [52] Redes Energéticas Nacionais (REN), «Sistema de Informação de Mercados». [Online]. Disponível em: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/sistema_de_informacao_de_mercados. [Acedido: 13-Jul-2020].

- [53] Santos, D., «Avaliação da reserva girante de sistemas de geração via simulação monte carlo não sequencial», Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de São João Del-Rei, São João del Rei, 2015. [Online]. Disponível em: https://www.academia.edu/16097529/Avaliação_da_Reserva_Girante_de_Sistemas_de_Geração_via_Simulação_Monte_Carlo_não_Sequencial. [Acedido:10-Jan-2021].
- [54] Dias, P., «Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, 2019. [Online]. Disponível em: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/39559/1/ulfc125544_tm_Pedro_Dias.pdf. [Acedido: 04-Jan-2021].
- [55] Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E), «P1: Load-Frequency Control and Performance», *Continental Europe Operation Handbook*. pp. 1–32, 19-Mar-2009.
- [56] Oksanen, S., «Participation in ancillary service and physical electricity markets with flexible demand resources», Dissertação de Mestrado, Aalto University School of Engineering, Espoo, 2017. [Online]. Disponível em: https://aalto.fi/bitstream/handle/123456789/27088/master_Oksanen_Santeri_2017.pdf?isAllowed=y&sequence=1. [Acedido: 04-Jan-2021].
- [57] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), «Glossário». [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/glossario/?filtro=T>. [Acedido: 13-Jul-2020].
- [58] Peças Lopes, J.A.; Saraiva, J.T.; Fidalgo, J.N.; Fonseca, N.; e Phulpin, Y., «Desenvolvimento de Ferramentas de Análise do Impacto Técnico da Integração de Microprodução e Veículos Elétricos - Parte II», Dez. 2011.
- [59] Redes Energéticas Nacionais (REN), «Energia de Regulação», 2014. [Online]. Disponível em: https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/default.aspx. [Acedido: 12-Fev-2019].
- [60] Rassid, H., «Mercado de Reservas: Simulador Multiagente SIMREEL e Caso de Estudo Envolvendo o Mercado Ibérico», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2017. [Online]. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/30815/1/Rassid_2017.pdf. [Acedido: 16-Fev-2021].
- [61] Damião, J., «Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português», Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2015. [Online]. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/5247/1/Dissertação.pdf>. [Acedido: 20-Abr-2021].
- [62] Sousa, J., «Os Serviços de Sistema no MIBEL – Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012», Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013. [Online]. Disponível em: https://sigarra.up.pt/fcup/pt/PUB_GERAL.PUB_VIEW?pi_pub_base_id=26420. [Acedido: 04-Abr-2021].

- [63] Carvalho, I., «Análise da integração dos mercados de banda de reserva secundária de Portugal e Espanha», Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2018. [Online]. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/8692/1/Dissertação.pdf>. [Acedido: 21-Nov-2020].
- [64] Casaleiro, Â.; Amaro e Silva, R.; e Serra, J.M., «V2G potential for grid services provision and the relevance of a technical characterization», em *Proceedings of 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium*, 2019, pp. 1–6.
- [65] Oliveira, B., «Coeficientes de correlação», *Oper*, 23-Ago-2019. [Online]. Disponível em: <https://operdata.com.br/blog/coeficientes-de-correlacao/>. [Acedido: 17-Set-2020].
- [66] Cheong, J.H., «Four ways to quantify synchrony between time series data», *Towards Data Science*, 13-Mai-2019. [Online]. Disponível em: <https://towardsdatascience.com/four-ways-to-quantify-synchrony-between-time-series-data-b99136c4a9c9>. [Acedido: 16-Set-2020].
- [67] Graça Martins, M.E., «Coeficiente de correlação amostral», *Rev. Ciência Elem.*, vol. 2, pp. 1–2, 2014.
- [68] Ribeiro, E., «Análise Estatística com Excel», São Paulo, 2010.
- [69] Minitab, «Interpretar os principais resultados para Correlação», 2019. [Online]. Disponível em: <https://support.minitab.com/pt-br/minitab/18/help-and-how-to/statistics/basic-statistics/how-to/correlation/interpret-the-results/key-results/>. [Acedido: 28-Set-2020].
- [70] David, M., «Fundamentals of Analysis», *Chartio*. pp. 1–30, 2002.
- [71] MedCalc Software Ltd, «Correlation coefficient», 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.medcalc.org/manual/correlation.php>. [Acedido: 23-Set-2020].
- [72] Minitab, «Interpret the key results for Correlation», 2019. [Online]. Disponível em: <https://support.minitab.com/en-us/minitab-express/1/help-and-how-to/modeling-statistics/regression/how-to/correlation/interpret-the-results/>. [Acedido: 22-Set-2020].
- [73] Fenton, N. e Neil, M., «Correlation coefficient and p-values: what they are and why you need to be very wary of them», *Risk Assessment and Decision Analysis with Bayesian Networks*. CRC Press, 2012.
- [74] OpenStax, «Introductory Statistics». 06-Mai-2016.
- [75] Palouse RoboSub Technical e Documentation, «Hydrophones», *Palouse RoboSub Technical Documentation*. pp. 1–8, 06-Mar-2020.
- [76] Jenkins, N.; Long, C.; e Wu, J., «An Overview of the Smart Grid in Great Britain», *Engineering*, vol. 1, n. 4, pp. 413–421, 2015.
- [77] Endesa Portugal, «O que são as Smart Grids?», 22-Jan-2020. [Online]. Disponível em:

<https://www.endesa.pt/particulares/news-endesa/inovação/o-que-sao-smart-grids>. [Acedido: 26-Jul-2020].

Anexo A – Dados Complementares relativos à Simulação do Serviço de Reserva Secundária para o período de 2 horas em Telerregulação

(Confidencial)

Anexo B – Simulação das Métricas de Estatística para Análise do Sincronismo entre as Unidades Físicas e o sinal de AGC para o Período de 2 horas em Telerregulação

(Confidencial)